

MASTERARBEIT

WIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN VON SMART METERING AUF DIE ÖSTERREICHISCHE ENERGIEBRANCHE

ausgeführt am



Studiengang
Informationstechnologien und Wirtschaftsinformatik

Von: Julian Neumeister
Personenkennzeichen: 1710320009

Graz, am 22. März 2019

.....
Unterschrift

EHRENWÖRTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre ehrenwörtlich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und ohne fremde Hilfe verfasst, andere als die angegebenen Quellen nicht benützt und die benutzten Quellen wörtlich zitiert sowie inhaltlich entnommene Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

.....

Unterschrift

DANKSAGUNG

Die vorliegende Arbeit ist der letzte Schritt vor dem Abschluss eines Masterstudiums. Ein berufsbegleitendes Studium, das neben einem Vollzeitjob für Zeitmangel für Familie und Freundschaften sorgt. Daher gilt mein Dank vor allem diesen Menschen, die mich seit meinem Start in das zuvor absolvierte Bachelorstudium stets begleitet haben, auch wenn ich oftmals wenig Zeit für Gemeinsames hatte.

Mein Dank gilt auch meinem Arbeitgeber, der Firma SDK in Person von Ewald Kopf, der mir alle Freiheiten ermöglichte, die ich in dieser stressigen Zeit benötigte und mich stets unterstützte, sowie der Fachhochschule Campus02, allen voran meinem Masterarbeitsbetreuer Christian Schmid, der Studiengangsleitung rund um Herrn Stefan Grünwald und dem IWI-Office-Team für die Organisation, die Unterstützung und die Menschlichkeit.

KURZFASSUNG

Aufgrund der Bedrohungen des Klimawandels wurde in den letzten Jahren weltweit nach Lösungen für umweltfreundlichere Energie gesucht. Mit der Entwicklung erneuerbarer Energiequellen scheint ein guter Ansatz gefunden worden zu sein, um Elektrizität zu erzeugen. Die damit einhergehenden Herausforderungen sind die dezentrale Positionierung und die Volatilität der zukünftig hohen Anzahl von Wind- und Solarerzeugungsanlagen. Eine Folge dessen ist eine hohe Beanspruchung der Verteilnetze und damit auch die Notwendigkeit effizienterer Energienutzung. Im Jahr 2009 wurde daher auf europäischer Ebene beschlossen intelligente Stromnetze, sogenannte „Smart Grids“ und intelligente Stromzähler, sogenannte „Smart Meter“ einzusetzen, um die Energieversorgung durch die Nutzung von Internet- und Kommunikationstechnologien zu unterstützen. In Österreich wurde in Folge dessen im Jahr 2010 das Elektrizitätswirtschafts- und -Organisationsgesetz entworfen, welches gemeinsam mit weiteren Beschlüssen der Gesetzgebung den österreichischen Weg für effizientere und transparentere Energieversorgung vorgibt.

Heute, im Jahr 2019, stehen die österreichischen Netzbetreiber mitten in der Umbauphase in der das Netz für die Verwendung der Smart Meter vorbereitet und die bisher eingesetzten mechanischen Zähler durch die neuen intelligenten Messgeräte ersetzt werden. Durch den fortgeschrittenen Status des Smart Meter-Rollout konnten Netzbetreiber und Energielieferanten bereits Erfahrungen sammeln, die Aufschluss über die tatsächlichen Auswirkungen auf den Energiemarkt geben können. Die vorliegende Arbeit zeigt die wirtschaftlichen Auswirkungen von Smart Metering auf und analysiert diese. Das Ziel ist es herauszufinden welche Kosten durch die Einführung von Smart Metering für Energieversorgungsunternehmen, und damit in weiterer Folge für Konsumenten, entstehen und mit welchen marktrelevanten Änderungen aus heutiger Sicht aufgrund des Betriebes von Smart Metering zu rechnen ist.

ABSTRACT

The effects of the climate change let scientists search for solutions for environmental-friendlier energy production. With the development of renewable energy sources, they found a good approach to produce green electricity. However, there are challenges like the distributed location and the volatility of wind, water and solar power plants which will be highly numbered in the future. This leads to a higher demand of more energy efficiency, which will be achieved by smart metering.

In the year of 2019 the Austrian grid operators and energy suppliers are currently working on enhancing the electricity grid and replacing the conventional mechanic meters by the new smart meters. This progress is advanced enough to have first experiences which show actual economic effects on the market. This document shows the economic effects of smart metering and analyses them. This is done by a theoretical research on legislation and literature. After that, experts of five different companies are interviewed to verify and enhance the information found. There were asked experts working for grid operators and energy suppliers with higher and lower numbers of clients, as well as grid operators being in charge of urban and rural areas.

The results are, that smart metering causes high costs due to the purchase of new meters, the enhancement of the grid and the implementation of new IT systems. Additionally, the market will face changes in the field of energy pricing and new concepts will be implemented to improve transparency and energy awareness, as well as the usage of renewable energy sources.

INHALTSVERZEICHNIS

EHRENWÖRTLICHE ERKLÄRUNG	I
DANKSAGUNG	II
KURZFASSUNG	III
ABSTRACT	IV
INHALTSVERZEICHNIS	V
1 EINFÜHRUNG	1
1.1 BESCHAFFENHEIT DES ÖSTERREICHISCHEN ENERGIEMARKTES	1
1.1.1 Die Kontroll- und Regulierungsbehörde	1
1.1.2 Der Netzbetreiber	2
1.1.3 Der Energielieferant.....	2
1.1.4 Der Regelzonenführer	3
1.1.5 Der Bilanzgruppenkoordinator/-verantwortliche	4
1.1.6 Marktkommunikation.....	4
1.2 TOPOLOGIE DES ELEKTRIZITÄTSNETZES.....	6
1.2.1 Übertragungsnetze	6
1.2.2 Verteilnetze.....	7
1.2.3 Zusammenspiel zwischen Übertragungs- und Verteilnetz	8
1.3 HERAUSFORDERUNGEN DURCH DEN ENERGIEWANDEL	10
1.4 INTELLIGENTE NETZE – „SMART GRIDS“	11
1.5 INTELLIGENTE MESSGERÄTE – „SMART METER“	13
1.6 BEDEUTUNG FÜR MARKTTILNEHMER	14
1.7 MOTIVATION ZUR VORLIEGENDEN ARBEIT.....	15
1.8 ZIEL DER ARBEIT	15
1.9 VORGEHENSWEISE	16
1.10 THEMENABGRENZUNG	16
2 SMART METERING	17
2.1 SITUATION VOR SMART METERING.....	17
2.1.1 Bisher übliche Geschäftsprozesse von EVU	17
2.1.2 Preismodelle	19
2.1.3 Lastprofile	21
2.1.4 Koordinierung von Stromerzeugung und Netzlast.....	23
2.2 BEGRIFFSDEFINITION „SMART“	23

2.3	SMART METERING IN DER GESETZGEBUNG	24
2.3.1	Gesetzliche Vorgaben	25
2.3.2	Von der Gesetzgebung erwartete Auswirkungen	26
3	POTENZIELLE WIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN	28
3.1	MONETÄRE AUSWIRKUNGEN	28
3.1.1	Zählerkosten	28
3.1.2	Netzerweiterungskosten	29
3.1.3	Rollout-Kosten	29
3.1.4	Software-Kosten	30
3.1.5	IT-Infrastruktur-Kosten.....	32
3.1.6	Prozessänderungen.....	33
3.2	AUSWIRKUNGEN AUF DEN ENERGIEMARKT	34
3.2.1	Vertragsmodelle.....	34
3.2.2	Kundenportale	38
3.2.3	Verfügbarkeit von Daten	39
3.2.4	Marktkommunikation.....	39
4	METHODENWAHL: EXPERTENINTERVIEW	41
4.1	STICHPROBENZIEHUNG	41
4.2	INTERVIEWLEITFADEN	43
4.2.1	Deduktive Kategorienbildung.....	43
4.2.2	Leitfaden: Netzbetreiber	44
4.2.3	Leitfaden: Lieferant.....	47
4.3	VORBEREITUNG DER QUALITATIVEN INHALTSANALYSE.....	48
4.3.1	Methodik der Auswertung.....	49
4.3.2	Festlegung des Materials.....	49
4.3.3	Analyse der Entstehungssituation	49
4.3.4	Formale Charakteristika des Materials	49
4.3.5	Richtung der Analyse.....	50
4.3.6	Theoriegeleitete Differenzierung der Fragestellung	50
4.3.7	Ablaufmodell der Analyse	52
4.4	ERGEBNISSE	52
4.4.1	Rollout.....	52
4.4.2	Vertrags- und Preismodelle	55
4.4.3	Prozessänderungen.....	68
4.4.4	Auswirkungen durch die Verfügbarkeit von Smart Meter-Daten	75
4.4.5	Weitere erwartete Auswirkungen.....	81

5 RESÜMEE	83
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	85
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	86
TABELLENVERZEICHNIS.....	87
LITERATURVERZEICHNIS	88

1 EINFÜHRUNG

Österreich und ganz Europa stehen in einem Wandel der Energienutzung. Die vor einigen Jahren ausgerufene Energiewende ist auf mehrere Herausforderungen der modernen Gesellschaft zurückzuführen. Zu diesen Herausforderungen im Umgang und der Nutzung von Energie, zählt unter anderem die Bekämpfung des Klimawandels. Das und die Knappheit von fossilen Ressourcen, die zur Energiegewinnung genutzt werden können, sind treibende Kraft um neue Ideen in diesem Bereich zu finden und zu entwickeln. In den letzten Jahren konnte auf diesem Gebiet bereits sehr viel erreicht werden. Erneuerbare Energiequellen wie Wasser- und Windkraft wurden genauso zu einem fixen Bestandteil der energiewirtschaftlichen Landschaft wie Sonnenenergie. (Wesselak, Schabback, Link, & Fischer, 2017) Dieser Ausbau erneuerbarer Energien wurde nicht zuletzt auch durch die Erneuerbare Energien-Richtlinie, kurz EE-RL, des Europäischen Parlaments und des Rates von 2009 unterstützt. „Die Kommission und die Mitgliedstaaten sollten demnach nationale und regionale Entwicklungsmaßnahmen in diesen Bereichen fördern, den Austausch bewährter Verfahren zur Energieproduktion aus erneuerbaren Quellen zwischen lokalen und regionalen Entwicklungsinitiativen anregen und auf den Einsatz von Strukturfondsmitteln in diesem Bereich drängen.“ (Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union, 2009)

Jedoch bedeutet eine Forcierung solcher Energiequellen eine enorme Umstellung der bislang betriebenen Vorgehensweisen, Technologien und Denkweisen. Der Grund dafür ist, dass die derzeit produktionsstarken zentralen Energieerzeugungsanlagen nach und nach von dezentralen kleineren abgelöst werden. So tritt beispielsweise eine Vielzahl von kleinen Photovoltaik- oder Windkraftanlagen an die Stelle weniger großer Erdöl-, Kohle- oder Erdgasanlagen. (de Bruyn, et al., 2012) Um die resultierenden Herausforderungen erklären zu können wird in den folgenden Abschnitten der heimische Energiemarkt und dessen Eigenschaften erläutert.

1.1 Beschaffenheit des österreichischen Energiemarktes

Der Energiemarkt bildet sich aus mehreren Parteien, auch „Marktteilnehmer“ genannt. Jede dieser Rollen erfüllt dabei einen ganz bestimmten Zweck, der in den folgenden Abschnitten kurz beschrieben wird.

1.1.1 Die Kontroll- und Regulierungsbehörde

Die in Österreich zuständige Kontroll- und Regulierungsbehörde wurde 2001 als „Energie-Control GmbH“ gegründet und ist seit 2011 eine Anstalt öffentlichen Rechts, nun genannt „E-Control“. Wofür die E-Control genau zuständig ist und welche Verantwortung sie trägt ist im Energie-Control-Gesetz, kurz E-ControlG 2010, geregelt. (E-Control, 2019) Dort wurde unter Anderem

festgelegt, dass die Regulierungsbehörde zu einem „wettbewerbsbestimmten, sicheren und ökologisch nachhaltigen“ Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt beitragen soll, sowie den Markt „für alle Kunden und Lieferanten in der Gemeinschaft“ öffnen soll. Außerdem ist „für die Gewährleistung geeigneter Bedingungen“ zu sorgen, dass „Elektrizitäts- und Gasnetze unter Berücksichtigung der langfristigen Ziele wirkungsvoll und zuverlässig betrieben werden“. Ein genanntes Ziel ist es eben so sicherzustellen, „dass für Netzbetreiber und Netznutzer kurzfristig wie langfristig angemessene Anreize bestehen, Effizienzsteigerungen bei der Netzleistung zu gewährleisten und die Marktintegration zu fördern“. (Bundeskanzleramt Österreich, 2011)

1.1.2 Der Netzbetreiber

Die E-Control ist also die zentrale Behörde, die dafür zuständig ist, dass alle anderen Marktteilnehmer fair und nachhaltig agieren. Im vorangegangenen Absatz wurde bereits ein weiterer Marktteilnehmer genannt: der Netzbetreiber. Netzbetreiber sind Unternehmen, die für die Infrastruktur und deren Betrieb verantwortlich sind. Wie in den Kapiteln 1.2.1 und 1.2.2 genauer beschrieben wird, werden die österreichischen Elektrizitätsnetze zunächst in zwei Ebenen unterteilt. Übertragungsnetze sind Höchstspannungsnetze, die Elektrizität über weite Strecken transportieren. Im Gegensatz dazu sind Verteilnetze jene, die den Strom direkt zu den einzelnen Verbrauchsstellen verteilen. In Österreich gibt es eine Vielzahl von Verteilnetzbetreibern, die jeweils für ein geographisch abgegrenztes Gebiet zuständig sind. Jedwede Infrastruktur innerhalb dieses Gebietes, die für die Energieversorgung notwendig ist, wird vom jeweiligen Verteilnetzbetreiber betrieben. Damit ist nicht nur das Netz selbst gemeint, sondern auch die Zähler, die in den Verbrauchsanlagen verbaut sind. Das bedeutet, eine Person, die in einem bestimmten Gebäude lebt, ist unausweichlich Kunde des an diesem Ort zuständigen Netzbetreibers. Die Person hat keine Wahlmöglichkeit, was den Netzbetreiber in eine Monopolstellung bringt. Wirtschaftlich gesehen würde diese Situation bedeuten, dass der Netzbetreiber beliebig hohe Kosten für seine Netzbetreiberfunktion verlangen könnte. Aus diesem Grund ist es unbedingt notwendig, dass eine Regulierungsbehörde angemessene Kostenbeträge sicherstellt. Die E-Control tut dies durch die Einbringung der Systemnutzungsentgelte-Verordnung, sowohl für den Strom- als auch für den Gasnetzbereich. (E-Control, 2018)

1.1.3 Der Energielieferant

Neben den beiden bisher genannten Marktteilnehmern sind auch Energielieferanten ein wichtiger Bestandteil des Marktes. Sie sind dafür verantwortlich, dass ausreichend Energie beschaffen und in das Netz eingespeist wird. Seit der Marktliberalisierung im Jahr 2001 stehen die österreichischen Lieferanten unter starkem Wettbewerbsdruck. Ein liberalisierter Markt bedeutet, dass sich Endverbraucherinnen und Endverbraucher frei entscheiden können von welchem Lieferanten sie ihre Energie beziehen wollen. Die Regulierungsbehörde E-Control, aber auch andere Anbieter, stellen beispielsweise auch Vergleichsportale zur Verfügung, mit Hilfe derer die Auswahl des Wunschversorgungsunternehmens erleichtert werden soll.

„Stromhändler und sonstige Lieferanten, die Endverbraucher beliefern, sind verpflichtet, sämtliche preisrelevanten Daten für mit Standardprodukten versorgte Endverbraucher unverzüglich nach ihrer Verfügbarkeit der Regulierungsbehörde in einer von dieser vorgegebenen elektronischen Form für die Eingabe in den Tarifkalkulator zu übermitteln. Im Tarifkalkulator der Regulierungsbehörde sind alle Wettbewerber gleich zu behandeln und alle der Regulierungsbehörde zur Verfügung gestellten Konditionen transparent und nichtdiskriminierend zu veröffentlichen.“
(Bundeskanzleramt Österreich, 2010)

Darüber hinaus wurden in der Vergangenheit bereits auch weitere Maßnahmen getroffen, um den Lieferantenwechsel so mühelos wie möglich zu gestalten. Damit soll erreicht werden, dass sich Lieferanten im Wettbewerbsdruck um attraktive Angebote bemühen und die Energie möglichst leistbar bleibt. (E-Control, 2018)

Ein Lieferant kann Energie selbst erzeugen oder von einem anderen Erzeuger, auch aus dem Ausland, erwerben. Jeder Lieferant, der Endverbrauchsstellen in Österreich beliefert, ist verpflichtet den sogenannten „Versorgermix“ auszuweisen. Das bedeutet, dass einmal jährlich auf oder als Anhang zur Stromrechnung prozentmäßig aufgeschlüsselt werden muss, aus welchen Arten von Energiequellen der gelieferte Strom stammt. Dabei sind die „Primärenergieträger in feste oder flüssige Biomasse, Biogas, Deponie- und Klärgas, geothermische Energie, Wind- und Sonnenenergie, Wasserkraft, Erdgas, Erdöl und dessen Produkte, Kohle, Nuklearenergie sowie sonstige“ aufzuteilen. (Bundeskanzleramt Österreich, 2010) Im Elektrizitätswirtschafts- und -Organisationsgesetz von 2010 Paragraph 79 heißt es weiter: „Der Kennzeichnung der Primärenergieträger auf der Stromrechnung sind die gesamten im vorangegangenen Kalender- oder Wirtschaftsjahr abgegebenen Mengen an Endverbraucher zugrunde zu legen.“ Liefert das Versorgungsunternehmen keinen selbst erzeugten Strom, sondern kauft diesen beispielsweise über Strombörsen zu, „hat eine rechnerische Zuordnung dieser Mengen auf der Grundlage der aktuellen europaweiten Gesamtaufbringung nach ENTSO (Strom) abzüglich deren Aufbringung auf Basis erneuerbarer Energieträger zu erfolgen.“ (Bundeskanzleramt Österreich, 2010) Zusätzlich zur Ausweisung der Primärenergieträger muss auch eine Information über die Umweltauswirkungen „zumindest über CO₂-Emissionen und radioaktiven Abfall aus der durch den Versorgermix erzeugten Elektrizität“ an die Endverbraucherinnen und Endverbraucher übermittelt werden. (Bundeskanzleramt Österreich, 2010)

1.1.4 Der Regelzonenführer

Europaweit gesehen, ist das Stromnetz in viele Regelzonen unterteilt. Jede Regelzone wird von einem Regelzonenführer geleitet, der dafür Verantwortung trägt, dass ein Gleichgewicht zwischen in das Netz eingespeisten und aus dem Netz bezogenen Leistungen herrscht. Die Ausgleichsenergie, die Differenz zwischen vorab vereinbarten Erzeugungsmengen und den tatsächlich eingespeisten Mengen gegenüber dem tatsächlichen Bezug, wird dadurch innerhalb der Regelzone möglichst niedrig gehalten. Aufgrund von unvorhersehbaren Ereignissen kann es

beispielsweise vorkommen, dass kurzfristig mehr oder weniger Energie erzeugt wird, als von den Endverbraucherinnen und den Endverbrauchern nachgefragt wird. In einer solchen Situation muss schnell reagiert werden und regelfähige Kraftwerke entsprechend gesteuert werden. Die dafür beschaffene Energie beziehungsweise die im Netz überschüssige Energie wird „Regelenergie“ genannt. (Paschotta, Regelenergie, 2010) Der Regelzonenführer verrechnet diese dem Bilanzgruppenkoordinator. Üblicherweise übernehmen die Übertragungsnetzbetreiber die Aufgabe des Regelzonenführers. In Österreich wurde das dreigeteilte Übertragungsnetz unlängst zu einer gemeinsamen Regelzone zusammengefasst. Diese wird von Austria Power Grid AG geführt. (E-Control, 2018)

1.1.5 Der Bilanzgruppenkoordinator/-verantwortliche

Eine Bilanzgruppe ist eine virtuell zusammengefasste Gruppe von Energieerzeugern, -Händlern und -Verbrauchsstellen. Genau wie auf Ebene der Regelzone soll auch innerhalb jeder Bilanzgruppe das im letzten Abschnitt beschriebene Gleichgewicht von Einspeisung und Ausspeisung herrschen. Der Bilanzgruppenkoordinator ist dafür zuständig die von den Netzbetreibern vorhergesagten Verbräuchen gegenüber den tatsächlich gemessenen Verbräuchen zu überwachen. Erfordert die Differenz innerhalb der Bilanzgruppe unvorhersehbarer Weise einen ausgleichenden Eingriff, „dann muss die Energiebilanz im Netz vom Regelzonenführer durch Zuschaltung oder Abschaltung von Erzeugungseinheiten (z. B. von speziellen Regelkraftwerken) gewährleistet werden. Die Kosten für diese Ausgleichsmaßnahmen werden jener Bilanzgruppe verrechnet, welche die jeweilige Abweichung verursacht hat.“ (Austrian Power Grid AG, 2019)

Der Bilanzgruppenverantwortliche sammelt Verbrauchsprognosewerte aller der Gruppe angehörigen Netzbetreiber und erstellt damit einen bilanzgruppenweiten Fahrplan, mit dem der Bilanzgruppenkoordinator schließlich die Berechnung der Ausgleichsenergie durchführen kann. Diese Ausgleichsenergie verrechnet der Bilanzgruppenkoordinator dem Bilanzgruppenverantwortlichen. Dieser kann die Ausgleichsenergie danach mit den einzelnen beteiligten Lieferanten der Bilanzgruppe abrechnen. (E-Control, 2018)

1.1.6 Marktkommunikation

Die Teilnehmer des österreichischen Energiemarktes stehen in ständigem Kontakt miteinander und führen im Rahmen definierter Marktprozesse Datenaustausche durch. Speziell zwischen Netzbetreibern und Energielieferanten findet Marktkommunikation zu einer Vielzahl von Anlässen statt. Diese umfassen die Kategorien Wechselprozesse, Verbrauchsdatenaustausche, die sogenannten „Customer Processes“ und einige weitere. (Österreichs E-Wirtschaft, 2015)

Abbildung 1-1 deutet an wie Netzbetreiber und Lieferanten miteinander in Verbindung stehen. Die geographisch postierten Netzbetreiber versorgen Verbrauchsstellen, die von allen möglichen Energielieferanten beliefert werden. Daher muss jeder Netzbetreiber mit allen Lieferanten, die in dessen Netz Energiekundinnen und Energiekunden haben kommunizieren. Dies wird auf der linken Seite der Abbildung dargestellt. Umgekehrt, muss jeder Lieferant mit allen Netzbetreibern

kommunizieren, in deren Netz er Verbraucherinnen und Verbraucher beliefert. Dies wird auf der rechten Seite der Abbildung angedeutet.

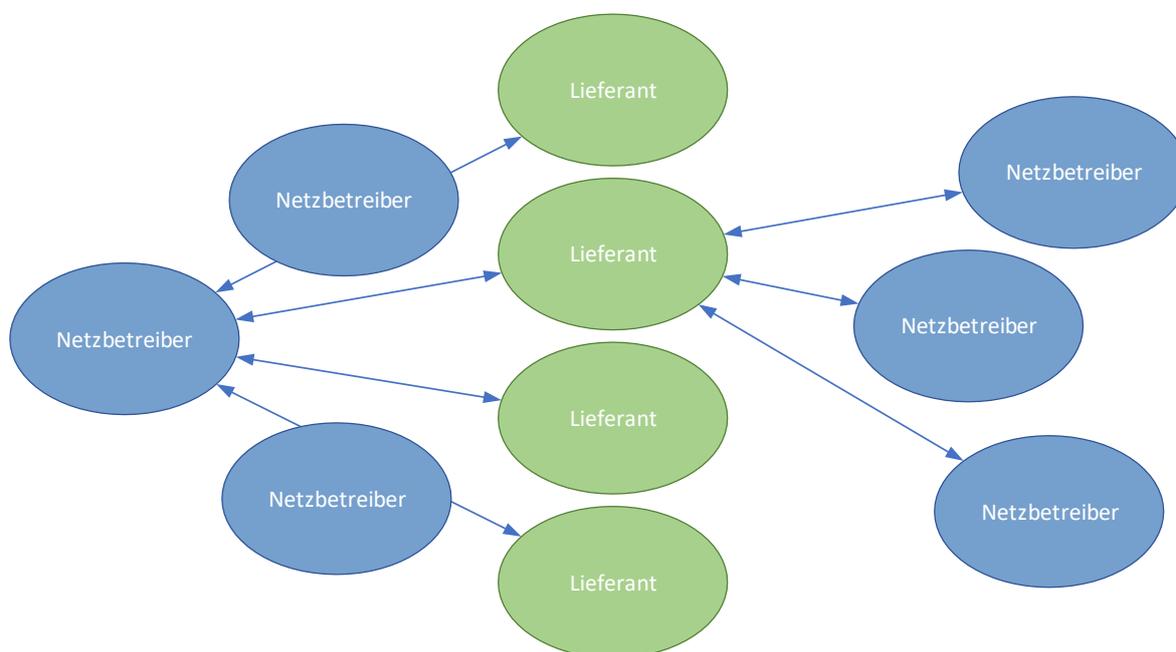


Abbildung 1-1: Verbindung zwischen Netzbetreibern und Lieferanten

Bei den sogenannten „Wechselprozessen“ handelt es sich um definierte Abläufe, mit denen der Lieferantenwechsel von Endverbraucherinnen oder Endverbrauchern abgewickelt wird. Wie im Abschnitt 1.1.3 bereits beschrieben, können sich diese frei für einen beliebigen Energielieferanten entscheiden, von dem sie Energie beziehen wollen. Dadurch entsteht ein Wettbewerb, der die Energiepreise beeinflusst. Die Wechselprozesse helfen dabei, diesen Wettbewerb zu unterstützen indem sie den Lieferantenwechsel für Konsumentinnen und Konsumenten vereinfachen. Meldet sich eine Person bei einem neuen Lieferanten an, wird diese Änderung per Marktkommunikation dem bisherigen Lieferanten und dem Netzbetreiber dieser Verbrauchsstelle mitgeteilt. Auf diesem Weg werden alle Beteiligten einbezogen, ohne dass die Verbraucherin oder der Verbraucher dies explizit tun muss. (Österreichs E-Wirtschaft, 2015)

Der Verteilnetzbetreiber ist, im Gegensatz zum Lieferanten, derjenige Marktteilnehmer, der geographisch gesehen immer in der Nähe seiner Netzkundinnen und Netzkunden angesiedelt ist. Auch die Stromzähler, die die Verbräuche der Konsumentinnen und Konsumenten messen, werden vom Netzbetreiber betrieben. Aus diesem Grund ist es der Netzbetreiber, der über die für Abrechnungen benötigten Verbrauchsdaten verfügt, da sie dieser beschafft. Der Lieferant jeder Verbraucherin und jedes Verbrauchers benötigt diese Verbrauchsinformation jedoch auch, um dieser beziehungsweise diesem die verbrauchte Energie verrechnen zu können. Daher kommuniziert der Netzbetreiber diese Informationen aller Verbrauchsstellen an alle in seinem Netz tätigen Lieferanten. Eine solche Anforderung des Lieferanten von Ablesedaten zu Abrechnungszwecken ist einer der sogenannten „Customer Processes“. (Österreichs E-Wirtschaft, 2015)

„Customer Processes“ sind Prozesse, über die Lieferanten und Netzbetreiber diverse

endkundenbezogene Geschäftsfälle gemeinsam abwickeln. Diese werden im Abschnitt 3.2.4 näher beschrieben.

Darüber hinaus gibt es noch weitere Anlassfälle aufgrund derer Marktteilnehmer Datenaustausche durchführen. All diese wurden standardisiert und werden auf der Informationsplattform „ebUtilities“ von Österreichs E-Wirtschaft (2015) gewartet und erweitert.

1.2 Topologie des Elektrizitätsnetzes

Das österreichische Elektrizitätsnetz ist nahtlos in ein europaweites Netz eingebettet und umfasst Leitungen, die sich in etwa über die Länge von 260.000 Kilometer erstrecken. Es wird von unterschiedlichen Netzbetreibern kontrolliert. Dabei gibt es drei Betreiber des sogenannten „Übertragungsnetzes“ und eine Vielzahl von Betreibern der sogenannten „Verteilnetze“. Über diese Einteilung hinaus wird das Stromnetz in Österreich, wie auch in Deutschland, in sieben Netzebenen unterteilt. Diese werden in den folgenden Unterabschnitten angeführt. (Österreichs E-Wirtschaft, 2018)

1.2.1 Übertragungsnetze

Übertragungsnetze sind Höchstspannungsnetze, die große Mengen Strom über weite Strecken transportieren. Pro Staat gibt es einen oder mehrere Übertragungsnetzbetreiber, die für die Instandhaltung und den Ausbau dieses Netzes verantwortlich sind. In Österreich gibt es drei Übertragungsnetzbetreiber, die im Elektrizitätswirtschafts- und -Organisationsgesetz von 2010, kurz EIWOG 2010, konkret genannt werden. Diese werden in der folgenden Auflistung gezeigt. (E-Control, 2019)

- Verbund-Austrian Power Grid AG
- TIWAG-Netz AG
- VKW-Übertragungsnetz AG

Das österreichische Stromnetz ist Teil eines europaweiten Netzes, das in einem Zusammenschluss von 36 Ländern organisiert ist. Dieser Zusammenschluss wird „ENTSO-E“ genannt, kurz für die englische Bezeichnung „European Network of Transmission System Operators for Electricity“, zu Deutsch „Europäisches Netzwerk von Übertragungsnetzbetreibern für Strom“. (ENTSO-E AISBL, 2018)

Im Bereich des Übertragungsnetzes befinden sich die obersten zwei Netzebenen, die in Tabelle 1 dargestellt werden. (Vetten, 2015)

EBENE	BESCHREIBUNG
1	Höchstspannungsnetz mit 380/220 kV, einschließlich Umspannung
2	Umspannung zwischen Höchst- und Hochspannungsebene

Tabelle 1: Netzebenen des Übertragungsnetzes (Vetten, 2015)

Große Energieerzeugungskraftwerke wie beispielsweise Kohlekraftwerke, aber zum Teil auch große Windparks, speisen Strom in dieses Höchstspannungsnetz ein. Von dort aus wird die Energie über weite Strecken transportiert über Umspannwerke in die darunterliegenden Netzebenen abgegeben. Diese befinden sich im Bereich der Verteilnetze. (Vetten, 2015)

1.2.2 Verteilnetze

Verteilnetze arbeiten im Vergleich zu Übertragungsnetzen mit niedrigeren Spannungen, um Energie bis zu den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern zu transportieren. Wie im Abschnitt 1.1.2 bereits beschrieben gibt es eine Vielzahl von Verteilnetzbetreibern in Österreich. Jeder davon ist zuständig für die Infrastruktur auf den Netzebenen drei bis sieben eines geographisch abgegrenzten Raumes, also in Form von Hoch-, Mittel-, und Niederspannungsnetzen. Tabelle 2 zeigt die genannten Netzebenen und deren Bedeutung.

EBENE	BESCHREIBUNG
3	Hochspannungsnetz mit 110 kV
4	Umspannung zwischen Hoch- und Mittelspannung
5	Mittelspannungsnetz üblicherweise 10 kV bis 35 kV
6	Transformatorstationen zwischen Mittel- und Niederspannung
7	Niederspannungsnetz mit üblicherweise 400 V beziehungsweise 230 V

Tabelle 2: Netzebenen des Verteilnetzes (Vetten, 2015)

Verteilnetze können unterschiedliche Topologien aufweisen. Die in Österreich meistbetriebenen Topologien sind sogenannte „Strahlennetze“ oder „verzweigte Strahlennetze“. Abbildung 1-2 zeigt ein Strahlennetz auf den Netzebenen sechs, eine Transformatorstation zwischen Mittel- und Niederspannung, und sieben, einem Niederspannungsnetz. Die eingezeichneten Netzstationen sind in diesem Kontext als die letzten Zweigstellen vor den Anschlüssen der Endverbrauchsstellen oder Kleinstherzeugungsstellen zu verstehen.

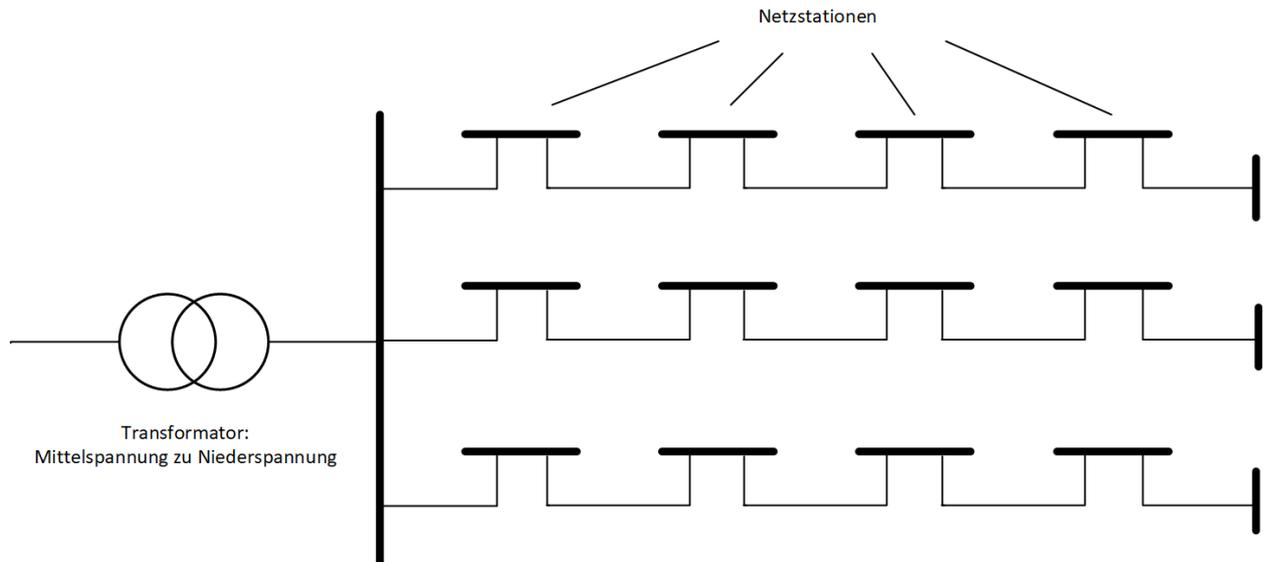


Abbildung 1-2: Strahlennetze (Sakulin & Hipp, 2004)

Im Gegensatz zu Strahlennetzen können in verzweigten Strahlennetzen Netzstationen auf mehreren hierarchischen Ebenen mit einander verbunden sein. So können an einer Netzstation noch weitere Netzstationen hängen, nicht nur Verbrauchs- oder Erzeugungsstellen. Abbildung 1-3 zeigt wie dies aussehen kann.

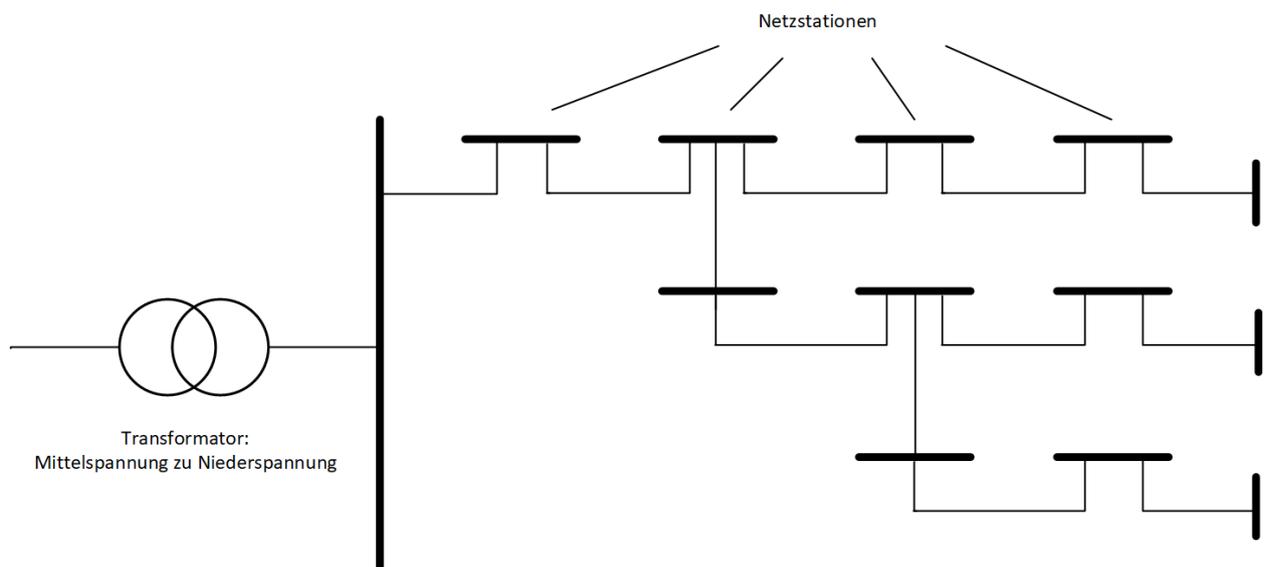


Abbildung 1-3: Verzweigte Strahlennetze (Sakulin & Hipp, 2004)

1.2.3 Zusammenspiel zwischen Übertragungs- und Verteilnetz

In den vorhergehenden beiden Abschnitten 1.2.1 und 1.2.2 wurden Übertragungs- und Verteilnetze erklärt. Diese befinden sich, wie beschrieben, auf den Netzebenen eins und zwei, sowie drei bis sieben. Wie alle benachbarten Netzebenen sind auch die Ebenen zwei und drei miteinander verbunden, wodurch sich ein Gesamtnetz darstellt.

Auf den verschiedenen Netzebenen finden unterschiedliche Aktionen statt. So speisen Großkraftwerke, wie etwa große Kohlekraftwerke, Energie direkt in das Höchstspannungsnetz,

also mit 220 bis 380 Kilovolt, ein. Mit der dort vorhandenen Energie wird nach einer Umspannung die darunterliegende Netzebene, auf Hochspannungsebene, gespeist. Dort gibt es wiederum etwas kleinere Kraftwerke, die Elektrizität einspeisen. Die Energie auf Hochspannungsebene wird weiters umgespannt und in die darunterliegende Mittelspannungsebene weitergeleitet. Dasselbe passiert von dort aus zur Niederspannungsebene.

Nachdem die ersten erneuerbaren Energiequellen im Laufe der letzten Jahre in Betrieb genommen wurden stellt sich die Netztopologie derzeit wie in Abbildung 1-4 dar.

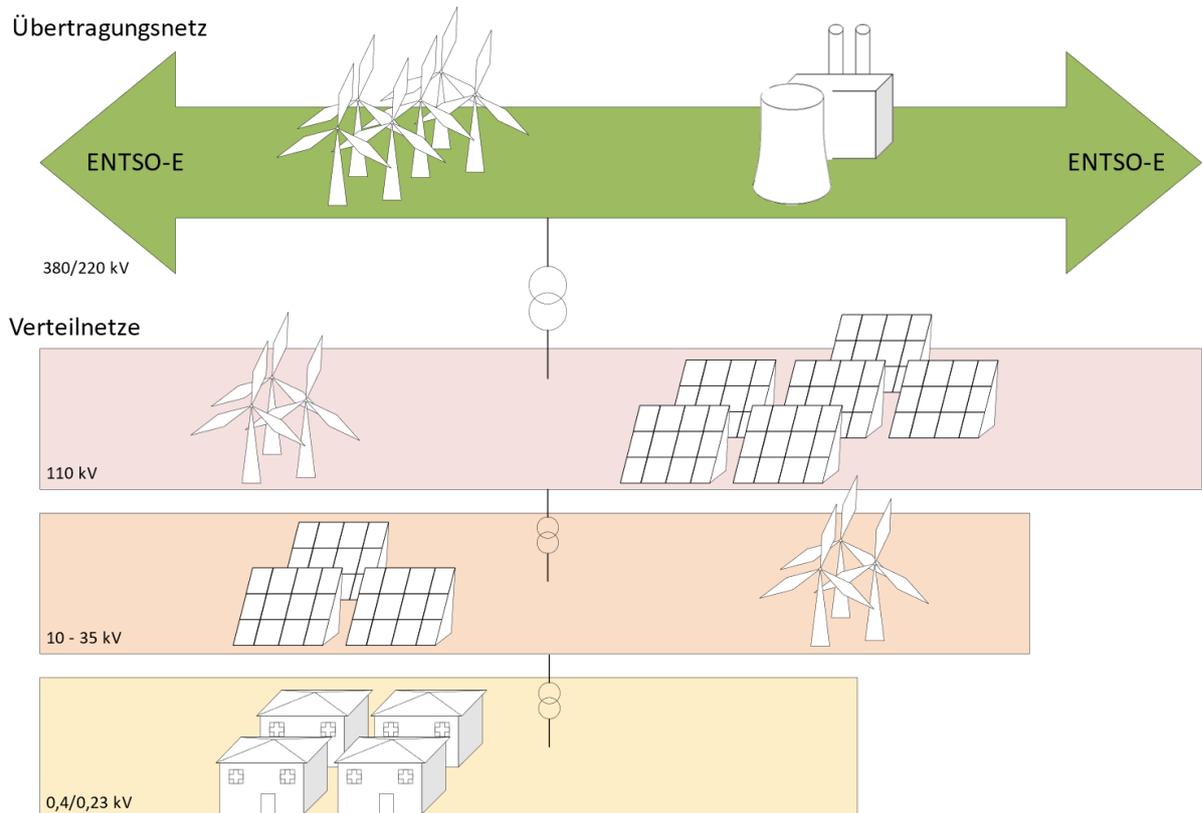


Abbildung 1-4: Konventionelle Darstellung der Netzebenen (Vetten, 2015)

Wie in Abbildung 1-4 zu sehen ist, wurde bislang von großen Kraftwerken in das Höchstspannungsnetz eingespeist. Dazu kamen in den letzten Jahren erste größere Erzeugungsanlagen hinzu, die den erneuerbaren Energiequellen angehören und in das Hoch- und zum Teil auch in das Mittelspannungsnetz, einspeisen. Von dort aus nimmt die Elektrizität jeweils ihren Weg in Richtung Verbrauchsstellen, wobei diese Richtung vorerst nicht umgekehrt wird. Dies ist nur möglich, wenn es ausschließlich große, zentrale Energiequellen gibt. Mit der weiteren Verbreitung von erneuerbaren Energiequellen ändert sich diese Topologie, weil nun immer mehr kleinere Erzeugungsstellen in Erscheinung treten, die durch ihre geringere Größe und der dezentralen Lage in tiefere Netzebenen einspeisen müssen. (Vetten, 2015) So kann beispielsweise eine kleine Photovoltaikanlage auf dem Gebäudedach einer Privatperson nur in das Niederspannungsnetz einspeisen. Die dort erzeugte Energie muss also ausgehend von der untersten Netzebene verteilt werden. In der im Mai 2015 veröffentlichten Machbarkeitsstudie der Innovationsregion Rheinisches Revier GmbH geht Eur. Ing. Kurt Vetten davon aus, dass bis 2050

bis zu 80 Prozent der Erzeugungsmengen in das Verteilnetz eingespeist werden. Unter der Annahme, dass sich der österreichische Markt ähnlich entwickelt, entsteht dadurch in absehbarer Zeit eine enorme Belastung, für die unsere Verteilnetze nicht ausgelegt sind. Die Notwendigkeit von Netzausbauten ist die unausweichliche Folge. (de Bruyn, et al., 2012)

1.3 Herausforderungen durch den Energiewandel

Wie in den vorangegangenen Abschnitten beschrieben können die kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen nicht wie bislang üblich in das Übertragungsnetz einspeisen, also in das Höchstspannungsnetz, das für den Elektrizitätstransport über lange Strecken verantwortlich ist. Durch die geringe Anlagengröße und dem dezentralen Standort muss die Energie direkt in das Verteilnetz geleitet werden, das mit den Endverbrauchsstellen verbunden ist. Es wird zur Herausforderung dessen Belastung im Bereich des Tragbaren zu halten, um weiterhin eine gute Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. (de Bruyn, et al., 2012)

Die Leistung von erneuerbaren Energiequellen hängt stark von Wetter, sowie Tages- und Jahreszeit ab. Da die Elektrizitätsspeicherung derzeit nur stark begrenzt möglich ist, ist die Abhängigkeit zur bedarfsgerechten Ausgleichserzeugung sehr groß. Sobald Photovoltaik- oder Windkraft nicht mehr ausreichend Energie liefert, müssen also andere Kraftwerke Ausgleichsenergie produzieren. (de Bruyn, et al., 2012)

Eine dezentrale Erzeugung bedeutet auch, dass die Anzahl der Marktakteure in Form von neuen Lieferanten und privaten Erzeugern rapide ansteigt. Man spricht auch vom Wandel von „Consumer“ zu „Prosumer“, also von reinen Konsumentinnen und Konsumenten zu Akteuren, die zusätzlich auch Energie produzieren. Zusätzlich entstehen völlig neue Rollen wie etwa Messdienstleister. (Roß, 2012)

Die genannten Herausforderungen erfordern Maßnahmen. Neben dem Ausbau der Netze ist die Steigerung der Energieeffizienz ein naheliegender Zugang um Lösungen zu schaffen. So schlägt die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2009 vor, man solle „Effizienzgewinne, wettbewerbsfähige Preise und höhere Dienstleistungsstandards bewirken und zu mehr Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit beitragen.“ (Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union, 2009)

Um Effizienzgewinne zu erreichen sollen die österreichischen Verteilnetze mit Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) ausgestattet werden. Damit soll besser auf verschiedene Zustände des zum Teil stark ausgelasteten Netzes reagiert werden können.

„Die IKT-Infrastruktur ermöglicht den Informationsaustausch zwischen den einzelnen Erzeugungsanlagen, den Netzkomponenten, den Speichern und den Verbrauchern, sodass das Steuerungs- und Regelungspotential erweitert wird und mehr dezentrale Erzeugungsanlagen effektiv an das Verteilernetz angeschlossen werden können.“ (de Bruyn, et al., 2012)

1.4 Intelligente Netze – „Smart Grids“

Die modernisierte Netzinfrastruktur wird durch den Begriff „Smart Grids“, englisch für „intelligente Netze“, definiert.

Der Zweck von Smart Grids besteht darin eine gewisse Flexibilität und Intelligenz bei der Verteilung von Lasten zu schaffen. „Dabei geht es um ein System, in dem Stromerzeugung, Stromspeicherung, Übertragungs- und Verteilnetze sowie die Energieverbraucher über modernste Informations- und Kommunikationstechnologie verbunden sind.“ (Servatius, Schneidewind, & Rohlfing, 2012) Das Konzept einer solchen Verbindung von verschiedenen Akteuren führt letztendlich auch zu der Idee sogenannter „virtueller Kraftwerke“. Dabei handelt es sich um den virtuellen Zusammenschluss möglichst vieler möglichst unterschiedlicher Erzeugungsanlagen. Da, wie bereits beschrieben, die bedarfsgerechte Energiegewinnung durch erneuerbare Energiequellen eine Herausforderung darstellt, möchte man Synergien zwischen den unterschiedlichen Erzeugern schaffen. Fasst man beispielsweise Windkraftwerke, Solarkraftwerke und Energiespeicher zu einem virtuellen, zentral gesteuerten Kraftwerk zusammen, können diese ihre unterschiedlichen Stärken und Schwächen ausgleichen. So können die Windkraftwerke bei windigem, bewölktem Wetter Energie erzeugen während Solarkraftwerke wenig leisten können. Bei windarmen, sonnigen Verhältnissen umgekehrt. Können weder Wind- noch Solaranlagen genügend Elektrizität produzieren, können die bei besseren Verhältnissen befüllten Energiespeicher genutzt werden. (de Bruyn, et al., 2012)

Smart Grids stehen also vor Allem für Flexibilität durch mehr Kommunikation. „Der zukünftige Datenaustausch soll multidirektional sowie hochfrequent und daher weitgehend standardisiert und automatisiert sein, da eine Vielzahl von Transaktionen zwischen den verschiedenen Akteuren abgewickelt werden soll. Der Transport und die Verarbeitung der dabei anfallenden Massendaten werden als Wachstumsmarkt angesehen, der neben den etablierten Netzbetreibern und Dienstleistern neue branchenfremde Dienstleister anziehen dürfte.“ (Roß, 2012)

Im Gegensatz zur konventionellen Netztopologie, wie sie in Abbildung 1-4 dargestellt wird, werden künftige Verteilnetze einerseits über einen bidirektionalen Elektrizitätsfluss und andererseits über einen Kommunikationsfluss verfügen. Somit sind zentrale Erzeuger, verteilte Erzeuger, Verbraucher beziehungsweise Prosumer und Speicherkomponenten über mehrere Netzebenen hinweg, wie in Abbildung 1-5 dargestellt, miteinander verbunden. Parallel dazu stehen Informations- und Kommunikationstechnologien zur Verfügung, um dem Netz die benötigte Intelligenz zu verschaffen.

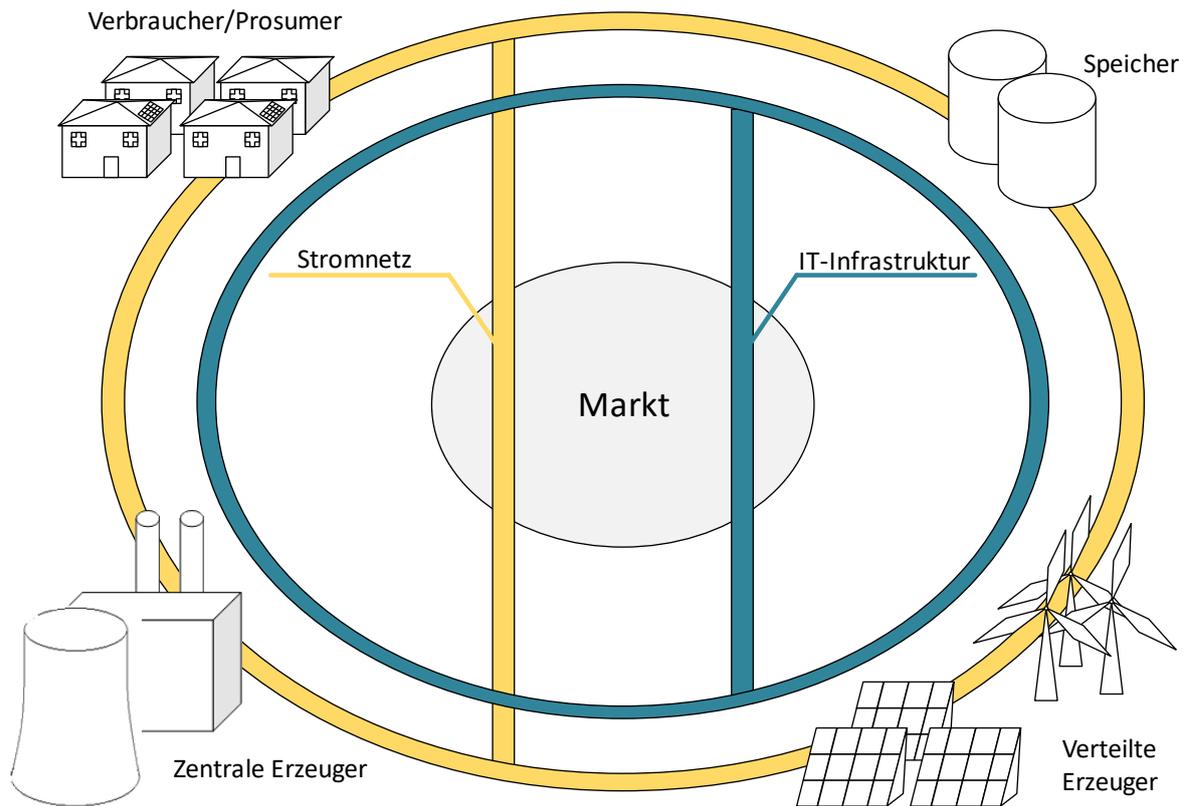


Abbildung 1-5: Smart Grids (Technologieplattform Smart Grids Austria, 2016)

Österreichs E-Wirtschaft, die Interessensvertretung der heimischen Energiewirtschaft, hat im Dezember 2015 ein Dokument mit Empfehlungen zur Umsetzung eines intelligenten Netzes veröffentlicht. Darin wird das „Advanced Meter Communication System“, kurz „AMCS“ definiert. Das AMCS beschreibt die Topologie eines Smart Grid, mit Hilfe derer eine Kommunikation zwischen Verteilnetzbetreiber und Netzkomponenten, wie einem Smart Meter, gewährleistet werden kann.

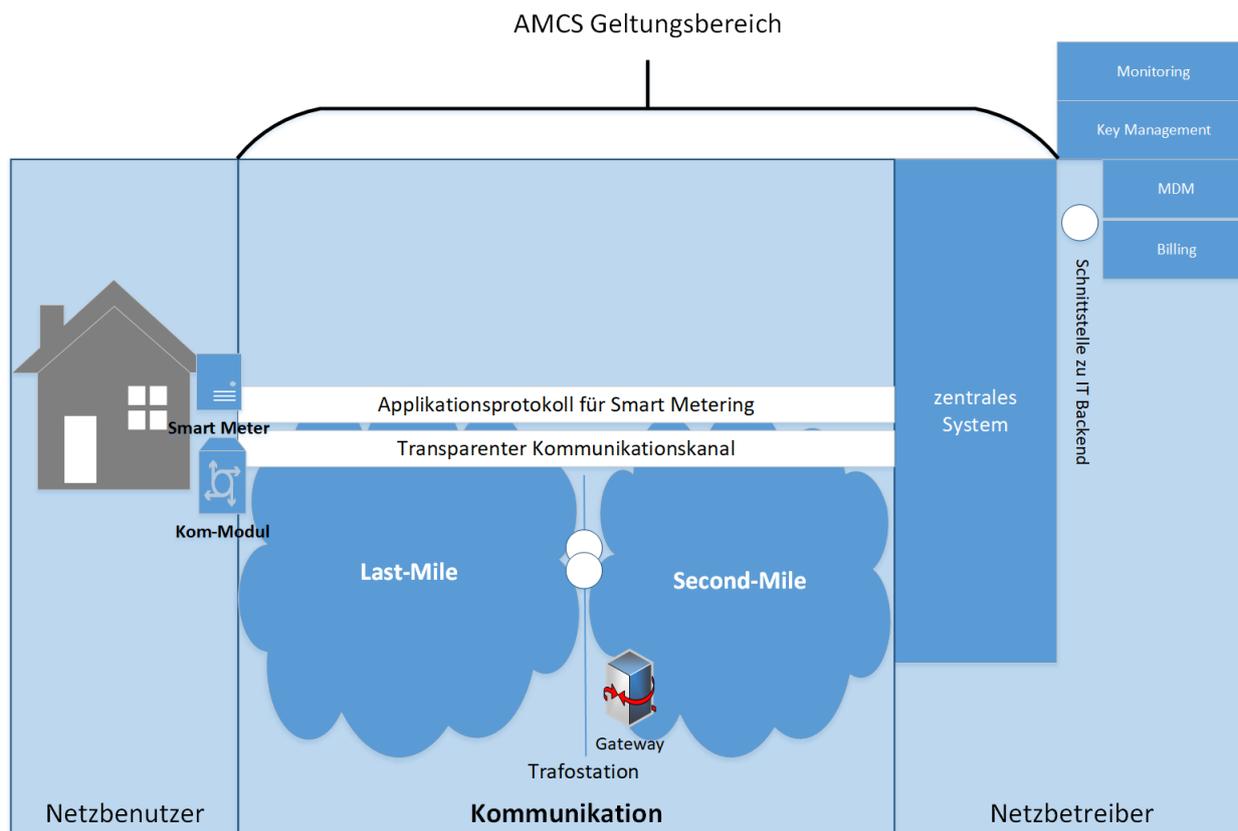


Abbildung 1-6: Advanced Meter Communication System (Österreichs E-Wirtschaft, 2015)

Wie in Abbildung 1-6 zu sehen, umfasst das AMCS hauptsächlich den Kommunikationsbereich zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer. Über Smart Metering-Applikationsprotokolle und einen Kommunikationskanal werden Smart Meter-Daten, also Verbrauchsdaten oder beliebige Kommandos, über die Second-Mile und die Last-Mile übertragen. Die Second-Mile stellt dabei die Strecke zwischen Netzbetreiber und einem in einer Trafostation verbräuteten Gateway dar. Diese Strecke muss mit Hilfe von Funktechnologien wie etwa LTE oder GPRS oder mit Hilfe von leitungsgebundenen Technologien wie etwa Kupfer oder Koax überbrückt werden. Die Last-Mile wird als Strecke zwischen dem Gateway und dem im Smart Meter verbauten Kommunikationsmodul definiert. Für diesen Bereich kann wahlweise auf die PLC-Technologie oder auf eine Funktechnologie zurückgegriffen werden. (Österreichs E-Wirtschaft, 2015) Die sogenannte „Power Line Communication“, kurz „PLC“, beschreibt eine Technologie zur Datenübertragung über das Stromnetz. Das bedeutet, Daten und Elektrizität werden über die selben Kabel transportiert.

1.5 Intelligente Messgeräte – „Smart Meter“

Um, wie im vorangegangenen Abschnitt 1.4 beschrieben, eine Kommunikation zwischen den einzelnen Akteuren des Energiemarktes zu ermöglichen, bedarf es nicht nur IKT unterstützende Netze, sondern auch IKT unterstützende Messgeräte, die als Verbindung zu den einzelnen Verbrauchs- und auch Erzeugungsstellen fungieren. Mit den bislang im Einsatz befindlichen analogen Zählern ist eine digitale Kommunikation natürlich nicht möglich. Um mit dem Messgerät

in Verbindung treten zu können, um beispielsweise Zählerstände oder Verbrauchswerte zu erfahren, ist es daher notwendig direkt vor Ort anwesend zu sein. Dies stellt einen Aufwand dar, der nur in speziellen Bedarfsfällen, zum Beispiel zur Abrechnung einer Kundin oder eines Kunden, auf sich genommen wird.

Intelligente Messgeräte, sogenannte „Smart Meter“, sind digitale Zähler, die eine Kommunikation aus der Ferne unterstützen. Daraus ergeben sich einige Möglichkeiten, die im Rahmen dieser Arbeit aufgegriffen werden. Welchen Anforderungen ein Smart Meter im Detail entsprechen muss ist gesetzlich geregelt. Basierend auf dem Elektrizitätswirtschafts- und -Organisationsgesetz 2010, kurz EIWOG 2010 gibt es drei Ausführungsverordnungen, die den Weg von der Beschaffung des intelligenten Messgerätes bis zu dessen Nutzung vorgeben. Eine davon, die „Intelligente Messgeräte-Anforderungsverordnung 2011“, kurz „IMA-VO“, regelt die Mindestfunktionalität, die ein Smart Meter erfüllen muss. (Österreichs E-Wirtschaft, 2013) Darunter befinden sich neben der Anforderung zur Gerätesicherheit auch Anforderungen zu notwendigen Funktionen wie das Speichern von Energieverbräuchen und deren Übertragung an den Verteilnetzbetreiber oder das Aus- und Einschalten des Zählers aus der Ferne. (Bundeskanzleramt Österreich, 2011) Die genannten gesetzlichen Grundlagen werden im Kapitel 2.3 näher erläutert.

1.6 Bedeutung für Marktteilnehmer

Die Modernisierung der Infrastrukturen entsprechend der Beschreibungen der letzten Abschnitte dieses Dokumentes bedeutet eine große Veränderung der gegenwärtigen Denk- und Arbeitsweisen. Daraus ergeben sich Umstellungen in Prozessen, die unter anderem eine weitergehende Unterstützung durch Informationstechnologien, und damit eine Ressourcenentlastung ermöglicht. Um dieses Potenzial ausschöpfen zu können investieren vor Allem Verteilnetzbetreiber in maßgeschneiderte Softwaresysteme, zum Teil notwendiger, zum Teil optionaler Weise. Die folgende Auflistung zeigt beispielhaft welche Softwaresysteme dies unter anderem umfassen kann.

- Systeme zur Verwaltung der Messgeräte und deren Ablesedaten
- Betriebsführungssysteme für die Handhabung von Störungen von Messgeräten
- Systeme zur Kommunikation mit den Messgeräten
- Integrationen zur Steuerung von Messgeräten aus Verrechnungssystemen heraus
- Work Force Management Systeme zur Optimierung der Zählerverteilung im Netzgebiet

Die beschriebenen Veränderungen der Softwarelandschaft eines Energieversorgungsunternehmens, kurz EVU, haben neben dem Prozessoptimierungspotenzial sicherlich den Effekt eines komplizierteren Gesamtsystems. Dadurch entstehen wiederum neue Mitarbeiterrollen innerhalb der EVU, für die zum Teil IT-affine Mitarbeiter benötigt werden.

Die Verteilung der neuen Smart Meter, der Ausbau der bestehenden Netze zu Smart Grids, die Integration und Erweiterung von neuen Softwaresystemen, sowie die Änderung von Prozessen

im Zusammenhang mit dem Betrieb von intelligenten Messgeräten. Das alles sind beispielhaft ausgewählte Bereiche, die kurz-, mittel-, oder langfristig wirtschaftliche Auswirkungen auf EVU haben.

1.7 Motivation zur vorliegenden Arbeit

Mit der Ausrollung und dem Einsatz von intelligenten Messgeräten geht eine intensivere Nutzung von IT einher. Diese schlägt sich durch höhere Anforderungen an IT-Infrastruktur, sowie in der funktionalen Erweiterung von Informationssystemen und steuernder Software nieder. So werden beispielsweise sogenannte „Meter Data Management Systeme“ (MDM) für die Kommunikation zu den Zählern, oder „Work Force Management Systeme“ (WFM) zur Organisation der Ausrollung ins Leben gerufen.

Verschiedene beteiligte Parteien versprechen sich durch die Erneuerungen verschiedene Vorteile. So rechnet man auf Seiten österreichischer Netzbetreiber mit Einsparungen durch Prozessänderungen, die unter anderem Ressourcen einsparen und besser durch entsprechende IT-Systeme unterstützt werden können. Stromlieferanten können neue, vorteilhafte Vertragsmodelle entwickeln und ihre Energieproduktion optimieren. Die Frage, die sich in diesem Dokument beschriebene Forschungsarbeit stellt ist, ob diese Erwartungen auch realistisch sind, beziehungsweise genauer, welche Auswirkungen wirtschaftlicher Natur tatsächlich auf die Energiebranche zukommen.

1.8 Ziel der Arbeit

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Evaluierung verschiedenster Auswirkungen der Einführung und des Betriebes von Smart Metering in wirtschaftlicher Hinsicht auf österreichische Netzbetreiber und Energielieferanten, die sich unter anderem durch stärkeren Einbezug von IT-Systemen aber auch durch Prozessoptimierungen ergeben. Es wird erforscht welche Auswirkungen sich am stärksten niederschlagen und wer dadurch vor welche wirtschaftlichen Vor- und Nachteile gestellt wird.

Die darauf basierende Forschungsfrage lautet:

Welche wirtschaftlichen Auswirkungen auf österreichische Netzbetreiber und Energielieferanten entstehen durch die Einführung und den Betrieb von Smart Metering im Sinne des Elektrizitätswirtschafts- und -Organisationsgesetz 2010?

Das Ergebnis dieser wissenschaftlichen Arbeit wird eine Aufstellung relevanter und von Experten bewerteter Auswirkungen sein. Diese beinhaltet sowohl kostensparende als auch kostenbringende Punkte und stellt sie einander gegenüber.

Um die beschriebene Evaluierung durchführen und die angegebene Forschungsfrage beantworten zu können, wird die im nachfolgenden Kapitel beschriebene Vorgehensweise verwendet.

1.9 Vorgehensweise

Die vorliegende Arbeit wird nach der folgend beschriebenen Vorgehensweise umgesetzt.

Es wird zunächst eine theoretische Ausarbeitung des Themas durchgeführt. Dabei werden die gesetzlichen Grundlagen der verordneten Einführung von Smart Metering analysiert und die vom Gesetzgeber erwarteten Auswirkungen erfasst. Darüber hinaus werden vorhandene Fachartikel nach weiteren potenziell relevanten Auswirkungen von Smart Metering durchsucht.

In einem weiteren Schritt werden alle gesammelten Informationen auf ihre Relevanz, ihre Gültigkeit und ihr Ausmaß untersucht. Dazu finden qualitative Interviews statt, bei denen bei österreichischen Netzbetreibern und Energielieferanten tätige Expertinnen und Experten befragt werden. Im Zuge dessen werden die im ersten Schritt identifizierten Punkte auf Ihre Relevanz geprüft und etwaige zusätzliche Auswirkungen erfasst, die in den Interviews auftauchen.

Alle gesammelten Punkte werden in der Arbeit detailliert bearbeitet und beschrieben, sodass es letztlich möglich sein soll Schlüsse darüber zu ziehen, welche beteiligten Parteien von den Marktänderungen profitieren und welche nicht.

1.10 Themenabgrenzung

Die vorliegende Arbeit befasst sich nur mit einem Teil des sogenannten Überbegriffes „Smart Energy“. Themen wie „Smart Home“, „Smart City“ oder „Elektromobilität“ werden grundsätzlich nicht oder nur beiläufig betrachtet. Im Fokus steht der Elektrizitätsmarkt in Österreich. Das heißt Energiesparten wie der Gas-, Wasser- oder Fernwärme-Bereich werden nicht berücksichtigt. Unter dem Begriff „Smart Metering“ wird der Umgang mit digitalen, intelligenten Messgeräten laut EIWOG 2010 verstanden. Des Weiteren wird ausschließlich der geographische Raum Österreich betrachtet.

2 SMART METERING

Der Begriff „Smart Metering“ beschreibt den Umgang mit intelligenten Messgeräten, genannt „Smart Meter“. Wie im einleitenden Kapitel bereits erwähnt, wird Smart Metering von den Gesetzgebern vorangetrieben. Dies wird im Abschnitt 2.3 noch näher beschrieben. Die Motivation hinter den Gesetzgebungen ist, dass man die Energienutzung, nämlich nicht nur von Elektrizität, sondern in weiterer Folge auch von Gas und Wasser, effizienter gestalten möchte, um damit Umwelt und Klima zu schonen.

*„Mit „Smart Metering“ soll der Energieverbrauch bei den Verbrauchern bewusst gemacht werden und gleichzeitig die Möglichkeit geschaffen werden, diesen zu beeinflussen.“
(Hoffknecht, Wengeler, & Wuderer, 2012)*

Ein zweiter Grund für eine effizientere Elektrizitätsnutzung ist, dass die österreichischen Netze durch die Vermehrung von erneuerbaren Energiequellen stärker belastet werden und dadurch an ihre Grenzen stoßen. Auch das wurde bereits im Abschnitt 1.2 beschrieben.

In den folgenden Abschnitten wird die Ist-Situation in der Elektrizitätsversorgung erläutert und der Weg zum moderneren Konzept beschrieben.

2.1 Situation vor Smart Metering

Die in der Energieversorgung derzeit noch vorherrschende Situation, also vor dem Rollout der intelligenten Messgeräte, hat sich in den letzten Jahren kaum verändert. Die Stromverbräuche von Haushalten und anderen Verbrauchsstellen werden von sogenannten „Ferraris-Zählern“ erfasst. Dabei handelt es sich um ein elektromagnetisches Messgerät, benannt nach dem italienischen Physiker Galileo Ferraris. (Fox, 2010)

Diese analogen Zählgeräte funktionieren nach dem Induktionsprinzip. Sie bestehen aus drei Spulenpaaren, einem Permanentmagneten und einem sogenannten „Läufer“ an einer drehbaren, runden Aluminiumscheibe, sowie einem mechanischen Zählwerk. Die drei Spulenpaare bestehen jeweils aus einer Strom- und einer Spannungsspule, die gemeinsam ein magnetisches Drehfeld erzeugen, wodurch der Läufer von der Aluminiumscheibe bewegt wird. Das Drehmoment des Läufers ist „zu jedem Zeitpunkt proportional zur Multiplikation von Strom mal Spannung“ und gibt daher genaue Auskunft über die sogenannte „Wirkleistung“ (Kitzler, 2013), also die tatsächlich in Arbeit umgesetzte Leistung.

2.1.1 Bisher übliche Geschäftsprozesse von EVU

Die in den vorhergehenden Absätzen beschriebenen Ferraris-Zähler sind vollständig analoge Geräte. Aus diesem Grund kann mit diesen ausschließlich vor Ort, also direkt am Gerät, interagiert werden. Dadurch ergeben sich bei Energieversorgungsunternehmen Gründe, wegen denen Mitarbeiter zu Netzanlagen entsandt werden müssen. Zu den häufigsten dieser Gründe

zählen die An- und Abmeldungen von Verbrauchskundinnen und -Kunden, sowie Jahresabrechnungen.

2.1.1.1 Abmeldung

Eine Abmeldung bedeutet, dass eine bislang mit Energie versorgte Anlage in einen vertragslosen Zustand übergeht. Der wohl gängigste Fall ist, dass eine Wohnungsmieterin, beziehungsweise ein Wohnungsmieter, auszieht. Die Wohnung wurde bis zu diesem Zeitpunkt von einem Lieferanten mit Elektrizität versorgt. Dieser muss nun die verbrauchte Strommenge abrechnen und benötigt dazu den aktuellen Zählerstand. Da sich der Lieferant möglicherweise nicht in näherer Umgebung zur Verbrauchsstelle befindet, die Kundin beziehungsweise der Kunde hat immerhin die Möglichkeit Strom von jedem Lieferanten Österreichs zu beziehen, ist der vor Ort tätige Netzbetreiber zuständig eine Ableserin, respektive einen Ableser, mit der Erfassung des Zählerstandes zu beauftragen. Nachdem dieser Ablesewert im Informationssystem des Netzbetreibers eingepflegt wurde, wird er auch an den betroffenen Lieferanten weitergeleitet, sodass dieser seine Rechnung an die bisherige Vertragspartnerin oder den bisherigen Vertragspartner erstellen kann.

Ist einige Tage nach Beginn der Leerstehung der Wohnung noch keine Nachmieterin beziehungsweise kein Nachmieter eingezogen, könnte der Netzbetreiber entscheiden die Anlage außerbetrieb zu nehmen. Das bedeutet der Stromzähler wird abgeschaltet, sodass in der Wohnung kein Strom mehr zur Verfügung steht. Damit wird sichergestellt, dass kein Strom verbraucht werden kann, solange es keine vertraglich bekannte Person gibt, die die Energie auch bezahlt.

2.1.1.2 Anmeldung

Zieht eine Nachmieterin oder ein Nachmieter in die gerade leerstehende Wohnung ein, muss er oder sie Kontakt mit einem Energielieferanten aufnehmen. Man spricht von einer Anmeldung, die das Vertragsverhältnis zwischen Verbraucherin oder Verbraucher und Lieferant startet. Der Lieferant, bei dem die Anmeldung eingeht, kommuniziert dieses Ereignis an den zuständigen Netzbetreiber. Dieser entsendet wiederum eine Mitarbeiterin oder einen Mitarbeiter, um die Anlage wieder in Betrieb zu nehmen, also den Zähler einzuschalten.

2.1.1.3 Jahresabrechnung

Über die An- und Abmeldungen hinaus ist es außerdem üblich, dass die bezogenen Verbräuche von Energiekundinnen und -Kunden einmal jährlich abgerechnet werden. Dazu ist wieder eine Ablesung notwendig. Um dem ablesenden Personal die Wege zu verkürzen, werden Anlagen meist in geographisch beieinanderliegenden Gruppen organisiert. Jede Gruppe wird dabei in einem definierten Monat abgelesen und abgerechnet. Der Netzbetreiber sendet die abgelesenen Zählerstände danach an die jeweils betroffenen Energielieferanten, welche damit ihre Rechnungen erstellen können. Um darüber hinaus weitere Ressourcen einsparen zu können, ist

es üblich, dass Netzbetreiber ihre Kunden beauftragen ihren Zählerstand selbst abzulesen. Um Betrug durch falsche Kundenablesungen verhindern zu können, wird in regelmäßigen Jahresabständen von einer Mitarbeiterin oder einem Mitarbeiter des Netzbetreibers abgelesen. Hätte eine Kundin oder ein Kunde in den Vorjahren zu niedrige Zählerstände bekanntgegeben, würden diese dadurch wieder ausgeglichen werden.

Ausgehend von der letzten Jahresabrechnung wird vom Energielieferanten ein monatlicher oder vierteljährlicher Teilzahlungsbetrag, kurz „TZB“, von den Verbraucherinnen und Verbrauchern einverlangt. Dieser entspricht dem Geldbetrag, der aufgrund des Durchschnittsverbrauchs der letzten Abrechnungsperiode berechnet wurde und an den Lieferanten zu bezahlen ist. Bei jeder Jahresabrechnung wird die Differenz zum tatsächlichen Verbrauch entweder nachverlangt oder zurückerstattet. Des Weiteren wird eine neue Schätzung des monatlichen Durchschnittsverbrauchs aufgrund der aktuellen Verbrauchserfahrungen durchgeführt. Damit soll ein TZB für die nächste Abrechnungsperiode ermittelt werden, der dem tatsächlichen Verbrauch der Kundin respektive des Kunden genauer entspricht. (VERBUND AG, 2018)

2.1.1.4 Inkasso

Zusätzlich zu den beschriebenen Prozessen von EVU ist auch der Inkassoprozess ein üblicher. Im Falle einer Nichtbezahlung mehrerer TZB werden ein oder mehrere Mahnungen an die säumige Verbraucherin beziehungsweise den säumigen Verbraucher postalisch übermittelt. Gelangt danach dennoch keine Zahlung am Konto des Lieferanten ein, hat dieser die Möglichkeit eine Abschaltung der Anlage zu fordern. Der Netzbetreiber entsendet daraufhin eine Mitarbeiterin oder einen Mitarbeiter, die oder der den Zähler außerbetrieb nimmt. Werden die überfälligen Geldbeträge nachgezahlt, kann die Anlage wiederum aktiviert werden. In diesem Fall würde der Netzbetreiber einen zweiten Auftrag vor Ort durchführen.

2.1.2 Preismodelle

Durch die Nichterreichbarkeit der mechanischen Ferraris-Zähler aus der Ferne ergeben sich nicht nur aufwändigere Prozesse für EVU. Es ist dadurch auch schwieriger flexiblere Preismodelle anzubieten, die den Verbraucherinnen und Verbrauchern Anreize für eine bessere Steuerung der Energieverbräuche schaffen. Eine bessere Steuerung bedeutet, dass Energieverbräuche zeitlich so organisiert werden, dass sich diese möglichst gleichmäßig über den Tag und die Woche verteilen. Klassischerweise werden „Einfachtarife“, kurz „ET“, angeboten, bei denen der Zähler über genau ein Register verfügt, in dem er Verbräuche zählt. Der Gesamtpreis der Verbrauchsstelle ergibt sich dabei so simpel wie folgt.

$$\text{Gesamtpreis} = \text{Verbrauch} * \text{Preis}$$

Doch gibt es Schwachlastzeiten zu denen üblicherweise weit weniger Energie konsumiert wird als zu Nicht-Schwachlastzeiten. Ein sinnvoller Anreiz seitens der Energieversorger wäre also, Strom, der innerhalb einer Schwachlastzeit verbraucht wird, günstiger zu bepreisen als Strom, der innerhalb einer Nicht-Schwachlastzeit verbraucht wird. Dazu müssen Stromzähler mit mehr

als einem Zählregister ausgestattet werden. Man spricht von einem Hochtarifregister (HT) und einem Niedertarifregister (NT). Während der Hochtarifzeit zählt das Messgerät die anfallenden Verbräuche in das HT-Register, während der Niedertarifzeit in das NT-Register. Man spricht hierbei von zeitvariablen Tarifen oder auch von „Doppeltarifen“, kurz „DT“. Bei einer Zählerstandablesung werden beide Register gesondert ausgelesen und die unterschiedlichen Preise bei der Abrechnung berücksichtigt. (Nabe, et al., 2009)

$$\text{Gesamtpreis} = \text{Verbrauch HT} * \text{Preis HT} + \text{Verbrauch NT} * \text{Preis NT}$$

Doppeltarife gehören zu zeitvariablen Tarifen mit statischen Preisstufen, Englisch „Time of Use“. Dabei gelten vertraglich fixierte Tarifzeiten, die definieren, in welchen Zeiträumen welcher Preis angewendet wird. Darüber hinaus gibt es auch zeitvariable Tarife mit „Event-Preisstufen“. Beim sogenannten „Critical Peak Pricing“, kurz „CPP“, werden zusätzlich zu fixierten Preisstufen innerhalb definierter Fristen Ereignisse bekanntgegeben, zu denen ein eigener Preis gültig werden wird. Beispielsweise könnte eine fixe Preisstufe täglich zwischen acht und 22 Uhr gelten, eine weitere zwischen 22 und acht Uhr. Am 20. Dezember könnte ein Ereignis bekannt gegeben werden, für das eine separate Preisstufe für den 24. Dezember zwischen 19 und 24 Uhr gilt. (Nabe, et al., 2009)

Eine weitere zeitvariable Tarifmöglichkeit nennt sich „Real Time Pricing“, kurz „RTP“. Dabei gelten vollständig dynamische Preisstufen. Diese werden beispielsweise täglich für einen 24 Stunden-Zeitraum vorgegeben. (Nabe, et al., 2009)

Zusätzlich zu zeitvariablen Tarifen werden auch lastvariable Tarife genutzt. Bei diesen hängt der Energiepreis von der Höhe der Last ab, die von der Kundin oder dem Kunden verursacht wurde. Die einfachste Form von lastvariablen Tarifen ist die Lastbegrenzung. Hierbei wird definiert, dass bei einer vertraglich definierten Maximallast von beispielsweise 3 Kilowatt eine kurzfristige Abschaltung der Stromversorgung stattfindet. Nach einer kurzen Frist kann die Kundin oder der Kunde die Versorgung wieder selbständig aktivieren. (Nabe, et al., 2009)

Ein lastvariabler Tarif mit alternativen Preisstufen definiert hingegen Preise für verschiedene Laststufen. Beispielsweise könnte bei einer durchschnittlichen Last von unter 500 Watt in einem definierten Intervall ein Preis herangezogen, bei einer Last von über 500 Watt ein anderer. Als solches Intervall könnte beispielsweise ein 15 Minuten-Intervall verwendet werden. Ähnliches ist auch mit größeren Intervallen, zum Beispiel Monats- oder Jahresintervallen, möglich. (Nabe, et al., 2009)

Energiepreise können außerdem auch durch Lastmanagement- oder Anpassungsfunktionen errechnet werden. Eine Lastmanagementfunktion bedeutet dabei, dass ein Energielieferant die Möglichkeit hat, direkt oder indirekt durch Einschaltungen, Abschaltungen oder Fernparametrierungen von Einzelgeräten oder Gerätegruppen Laststeuerungen durchzuführen. Eine Anpassungsfunktion beeinflusst den Energiepreis nach spezifischen Kriterien in regelmäßigen Zeiträumen. Ein Tarif mit Preisgarantie fixiert die Höhe der Preisstufen für eine gesamte Vertragslaufzeit. Eine sogenannte „Marktanpassung“ erlaubt es die Höhe der Preisstufen beispielsweise jährlich nach internen Kriterien des Lieferanten zu verändern. Bei Vereinbarung einer indexbasierten Anpassung können die Preisstufen in kurzen Zyklen, beispielsweise auf Basis externer Kriterien wie Börsenpreisen, neu bestimmt werden.

Zeitvariable Tarife mit zwei Preisstufen können mit Doppeltarifzählern abgedeckt werden. Am Ende einer Rechnungsperiode wird der Gesamtverbrauch pro Tarifzeit mit jeweils einer der beiden Preisstufen multipliziert. Zeitvariable Tarife mit mehr als zwei Preisstufen, Event-Tarife (Beispiel CPP) und vollständig dynamische Tarife (Beispiel RTP), sowie lastvariable Tarife und Tarife mit Lastmanagement- oder Anpassungsfunktionen erfordern eine Kalkulierung über ein sogenanntes „Lastprofil“. Der folgende Abschnitt erklärt dessen Bedeutung.

2.1.3 Lastprofile

Unter dem Begriff „Lastprofil“ wird eine Energieverbrauchsreihe in einem definierten Zeitraster verstanden, also zum Beispiel die Darstellung von Verbräuchen pro Tag, Stunde oder Viertelstunde. Im Elektrizitätssektor werden Verbräuche üblicherweise viertelstündlich erfasst. Das bedeutet, dass für jede Verbrauchsstelle in jeder Viertelstunde ein Verbrauchswert erfasst wird. Laut Paragraph 17 des EIWOG (2010) sind für Verbrauchsstellen mit einem Jahresverbrauch unter 100.000 Kilowattstunden (oder einer Anschlussleistung unter 50 Kilowatt) keine Lastprofile zu messen, sondern durch standardisierte Lastprofile zu schätzen. Ein standardisiertes Lastprofil, oder auch Standardlastprofil (kurz „SLP“), ist eine Verbrauchsreihe, die aufgrund von Erfahrungswerten für eine bestimmte Verbrauchergruppe errechnet wurde und nun als Berechnungsgrundlage für alle ähnlichen Verbraucherinnen und Verbraucher angewendet wird. Die derzeit in Österreich verwendeten Standardlastprofile wurden bereits im Jahr 1999 vom deutschen Verband der Energie- und Wasserwirtschaft definiert. (Hinterstocker, von Roon, & Rau, 2014) So gibt es beispielsweise ein Standardlastprofil „H0“ für Haushaltskunden oder auch verschiedene Definitionen für Gewerbekunden, wie beispielsweise „G1“ für „Gewerbe werktags 8-18“ oder „G5“ für „Bäckerei mit Backstube“. (Meier, Fünfsgeld, Adam, & Schieferdecker, 1999) Ziel dieser ist es, vergleichbare Verbrauchsstellen zu Segmenten zusammenzufassen und jedem Segment eine annähernd zutreffende Verbrauchskurve zuzuweisen, sodass abgeschätzt ist, zu welcher Viertelstunde des Tages und der Woche welcher Verbrauchswert einer Verbrauchsstelle zu erwarten ist.

Die folgende Abbildung 2-1 zeigt beispielhaft wie das Standardlastprofil „H0“ für Haushaltskundinnen und Haushaltskunden in den Sommermonaten des Jahres aussieht. Für Winter und die Übergangszeiten gelten eigene Lastprofile. Es werden Werktage (blau) und Sonntage (rot) verglichen. Auf der X-Achse ist die Tageszeit zwischen 00:15 Uhr und 00:00 Uhr aufgetragen. Für jede Viertelstunde ist ein Wert auf der Y-Achse vorhanden. Diese Werte zeigen die mittlere Viertelstundenleistung in Watt bei einem Jahresverbrauch von 1.000 Kilowattstunden. Die konkreten Verbrauchswerte können damit durch Einbezug des tatsächlichen Jahresverbrauchs einer konkreten Verbrauchsstelle errechnet werden. Zu sehen ist, dass der Stromverbrauch von Haushaltskundinnen und -Kunden sonntags um die Mittagszeit am höchsten ist. Werktags befindet sich die Verbrauchsspitze hingegen am Abend. Das ist dadurch zu erklären, dass ein Großteil der Menschen unter der Woche tagsüber ihren Berufen nachgehen und deshalb nicht zu Hause sind. Am späteren Nachmittag, wenn diese Personen von der Arbeit nach Hause kommen, steigt der Verbrauch entsprechend an.

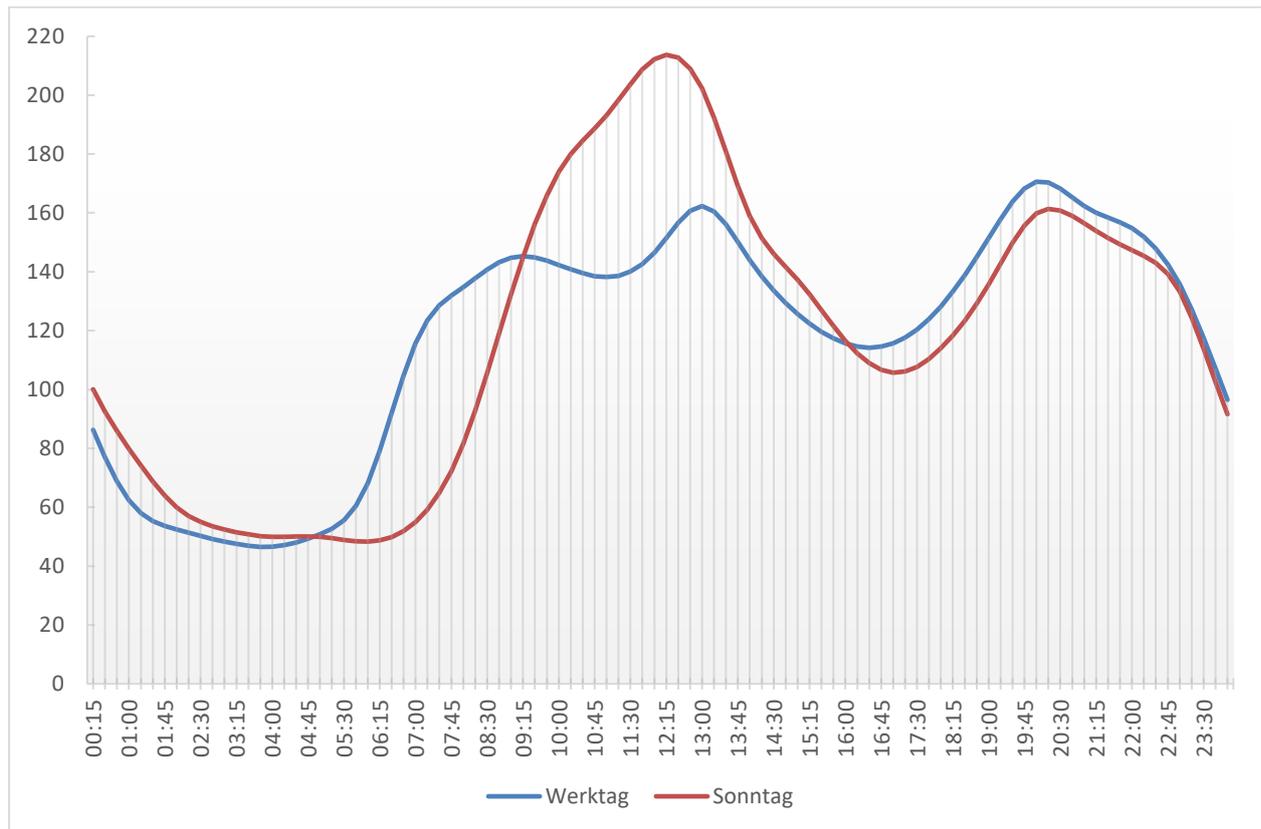


Abbildung 2-1: Standardlastprofil "Haushalt" - Vergleich Werktag und Sonntag (Meier, Fünfgeld, Adam, & Schieferdecker, 1999)

Diese Verbrauchskurven stellen wie beschrieben nur Schätzungen dar, die aus Erfahrungswerten für verschiedene Verbrauchergruppen definiert wurden. Im Gegensatz zur Nutzung dieser Standardlastprofile werden die Lastprofile bei Verbrauchsstellen mit einem Jahresverbrauch über 100.000 Kilowattstunden (oder einer Anschlussleistung über 50 Kilowatt) tatsächlich gemessen. Dazu werden sogenannte „Lastprofilzähler“ verwendet, die beispielsweise zu jeder Viertelstunde den aktuell angefallenen Stromverbrauch speichern. Diese Zählerfunktionalität wird auch „registrierende Leistungsmessung“ (kurz „RLM“) genannt. In regelmäßigen Abständen wird der Speicher dieser Zähler ausgelesen um die aufgezeichnete Verbrauchskurve zu erhalten. Der zuständige Netzbetreiber verrechnet dementsprechende Netznutzungsgebühren.

„Von den leistungsgemessenen Letztverbrauchern werden aktuell ein vom Verbrauch unabhängiger Jahresleistungspreis, der mit der Jahreshöchstleistung in Kilowatt multipliziert wird, und ein verbrauchsgebundener Arbeitspreis in Cent pro entnommener Kilowattstunde erhoben.“

(Gruber, Röder, Haber, & Mayer, 2017)

Dadurch beeinflusst der Netzbetreiber das Nutzungsverhalten leistungsgemessener Kundinnen und Kunden, die aufgrund der gesondert bepreisten Leistungsspitzen versuchen, durch Gleichverteilung des Verbrauchs Kosten einzusparen. Das Verteilnetz wird durch eine solche Verteilung geschont. Registrierende Leistungsmessung wird bei Verbrauchsstellen mit hohem Energiebedarf angewendet, da diese einen verhältnismäßig großen Anteil der Netzbelastung

bewirken. Bei kleineren Energieabnehmern verzichtet man derzeit darauf und verrechnet nach Standardlastprofilen.

Eine Umstellung von einem nicht zeitvariablen Einfahtarif (ET) zu einem zeitvariablen Doppeltarif (DT) oder von einer Standardlastprofilabrechnung (SLP) zu einer Abrechnung von gemessener Leistung (RLM) ist mit einem mechanischen Zähler nicht möglich. Für zeitvariable Tarife werden Zähler mit mehr als einem Zählwerk benötigt, für eine leistungsgemessene Abrechnung werden eigene Lastprofilzähler benötigt, die Lastprofilkurven aufzeichnen und speichern. Es müsste deshalb der Zähler getauscht werden, was einem nicht annehmbaren Aufwand darstellt.

2.1.4 Koordinierung von Stromerzeugung und Netzlast

Um eine Versorgungssicherheit gewährleisten zu können ist es notwendig, dass im Elektrizitätsnetz genau so viel Energie vorhanden ist, wie von den angeschlossenen Verbrauchsstellen nachgefragt wird. Ist zu viel Strom im Netz führt dies zu Überlastungen, ist zu wenig Strom im Netz können die Verbrauchsstellen nicht mehr ausreichend versorgt werden. Im Detail muss die Netzfrequenz genauestens geregelt und innerhalb klar definierter Grenzen gehalten werden. (Paschotta, 2012)

Elektrische Energie wird weitestgehend von sogenannten „Synchrongeneratoren“ erzeugt. Diese werden heutzutage meist von Großkraftwerken betrieben. Im Generator wird dabei ein Magnet gegen eine elektrisch leitende Spule bewegt. Die Drehzahl des Synchrongenerators wird von der Frequenz des Netzes, in das eingespeist wird, fest vorgegeben. Steigt die Netzlast, weil mehr Strom verbraucht als erzeugt wird, verlangsamt sich der Generator, wodurch die Netzfrequenz sinkt. Umgekehrt steigt die Netzfrequenz letztendlich, wenn mehr Energie eingespeist wird, als dem Netz entnommen wird. (Paschotta, 2012)

Um die Netzfrequenz stabil zu halten wird die sogenannte „Regelenergie“ genutzt, mit der auf Ebene der Regelzonen, also bilanzgruppenübergreifend, Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht gehalten wird. Im kontinentaleuropäischen Stromnetz wird dazu eine Regelleistung von circa 3000 Megawatt ständig bereitgehalten, um bei sinkender Netzfrequenz unmittelbar eingreifen zu können. (Paschotta, 2012)

2.2 Begriffsdefinition „Smart“

Im Kontext von intelligenten Objekten wie sogenannten „Smart Products“ beschreibt der Begriff „Smart“ die folgenden vier aufeinander aufbauenden Fähigkeiten. (Porter & Heppelmann, 2014)

1. Überwachung
Das Objekt überwacht seinen eigenen Zustand, seine Operationen und seine Umwelt mit Hilfe von Sensoren und externen Datenquellen. Das Objekt kann auf Umstände reagieren indem es beispielsweise Benutzerinnen und Benutzer alarmiert.

2. Kontrolle

Das Objekt kann aus der Ferne oder aufgrund von im Objekt implementierten Algorithmen gesteuert werden. Solche Algorithmen können Software sein, die direkt in das Objekt oder in eine Produkt-Cloud eingebettet ist und beispielsweise festlegt, welche Aktion in definierten Situationen gesetzt werden soll.

3. Optimierung

Die Fähigkeiten 1 und 2 ermöglichen es die Performance des Objektes zu optimieren. Die Optimierung kann dabei in ständigen, kurzen Zyklen stattfinden und die Leistung des Objektes selbständig in jeder Iteration an die vorherrschenden Gegebenheiten anpassen beziehungsweise kontinuierlich verbessern.

4. Autonomie

Durch die Überwachung, Kontrolle und Optimierung eines intelligenten Objektes wird ein gewisses Level an Autonomie erreicht. Weit entwickelte Objekte können Erkenntnisse über deren Umfeld erlernen und sich an die Bedürfnisse der Benutzerin oder des Benutzers anpassen. Sie können auch mit anderen intelligenten Objekten kommunizieren und interagieren.

Ein intelligentes Objekt benötigt Komponenten, mit Hilfe derer die beschriebenen Eigenschaften möglich werden. Beispielsweise Komponenten wie Sensoren, Mikroprozessoren, Datenspeicher oder Software. (Porter & Heppelmann, 2014)

Ein Smart Meter, also der Stromzähler als eigenständiges Objekt, erfüllt den ersten Punkt „Überwachung“ der obigen Auflistung. Er verfügt über Sensoren, die Alarme auslösen, wenn beispielsweise eine Hardware-Manipulation geschieht. Diese Alarme können automatisiert an den zuständigen Netzbetreiber, also den tatsächlichen Besitzer des Zählers, kommuniziert werden. Den zweiten Punkt der obigen Auflistung, „Kontrolle“, erfüllt ein Smart Meter ebenfalls, da er aus der Ferne erreichbar ist um bedarfsgerecht beispielsweise Schaltvorgänge oder Ablesungen durchzuführen. Den dritten Punkt der Auflistung, „Optimierung“, erfüllt ein Smart Meter als solcher nicht. Das Messgerät verbessert seine eigene Funktionsweise grundsätzlich nicht, jedoch ermöglicht es eine Verbesserung der Energieeffizienz und eine Steigerung der Versorgungssicherheit. Dies wird durch Smart Grids bewerkstelligt. Der vierte Punkt „Autonomie“ der obigen Auflistung kann von den intelligenten Messgeräten abgedeckt werden, da eine Kommunikation zwischen Smart Meter und Smart Grid, aber beispielsweise auch zwischen Smart Meter und Smart Home-Komponenten möglich ist.

Nach der Theorie von Porter und Heppelmann (2014) kann daher behauptet werden, dass Smart Metering als Überbegriff über Smart Grids und Smart Meter als „Smart“ definiert werden kann.

2.3 Smart Metering in der Gesetzgebung

„Bereits im Jahr 2009 haben alle EU-Staaten gemeinsam beschlossen, dass intelligente Messgeräte – sogenannte Smart Meter – bis 2020 in Europa flächendeckend eingeführt werden.“ (E-Control, 2019)

Ausgelöst durch den gemeinschaftlichen Beschluss der EU-Mitgliedsstaaten wurden in Österreich einige Gesetze und Verordnungen in Bezug auf das Thema Smart Metering verabschiedet. Diese werden in diesem Kapitel erläutert.

2.3.1 Gesetzliche Vorgaben

Unter anderem in Bezugnahme auf die 2009 beschlossene EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie wurde 2010 in Österreich das Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz „EIWOG“ im Nationalrat beschlossen. Darin werden einige Themen in Bezug auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft geregelt. Unter anderem wurden auch einige Regelungen zur Organisation von Smart Metering-Relevanten Vorgängen getroffen. Beispielsweise verpflichtet das Gesetz Stromlieferanten allen Kundinnen und Kunden, deren Stromverbrauch mithilfe von intelligenten Messgeräten erfasst wird, eine monatliche Verbrauchs- und Stromkosteninformation zur Verfügung zu stellen. Den Endverbraucherinnen und -Verbrauchern ist ein Wahlrecht einzuräumen, ob sie eine jährliche oder monatliche Verbrauchsabrechnung erhalten möchten. Über derartige Vorgaben hinaus bildet das Elektrizitätswirtschafts- und -Organisationsgesetz die Grundlage für die Einführung von intelligenten Messgeräten. (Bundeskanzleramt Österreich, 2010)

Der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend kann nach Durchführung einer Kosten/Nutzanalyse die Einführung intelligenter Messeinrichtungen festlegen. Dies hat [...] durch Verordnung zu erfolgen. (Bundeskanzleramt Österreich, 2010)

Das EIWOG 2010 verpflichtet alle österreichischen Verteilnetzbetreiber im Falle einer solchen Verordnung jene Endverbraucherinnen und -Verbraucher mit einem intelligenten Messgerät auszustatten, deren Verbrauch derzeit nicht mit einem Lastprofilzähler gemessen wird. Dabei müssen die Netzbetreiber ihre Kundinnen und Kunden „zeitnah über den Einbau eines intelligenten Messgeräts sowie die damit verbundenen Rahmenbedingungen“ informieren. (Bundeskanzleramt Österreich, 2010)

Das EIWOG (2010) legt außerdem fest: „Die Regulierungsbehörde hat jene Anforderungen durch Verordnung zu bestimmen, denen diese intelligenten Messgeräte zu entsprechen haben“. Weiters heißt darin: „Die intelligenten Messgeräte sind jedenfalls dahingehend auszustatten, dass eine Messung und Speicherung von Zählerständen in einem Intervall von 15 Minuten möglich ist, die Speicherung der Werte für 60 Kalendertage im intelligenten Messgerät erfolgt, eine Fernauslesung der im Gerät gespeicherten Messdaten über eine bidirektionale Kommunikationsschnittstelle sowie eine Unterbrechung und Freigabe der Anlage aus der Ferne möglich ist und eine Abrufbarkeit der Daten durch den Endverbraucher über eine unidirektionale Kommunikationsschnittstelle erfolgen kann.“

Zum Schutz dieser personenbezogenen Daten, den Verbrauchsdaten, aus denen ein Verbraucherverhalten hervor geht, muss die Sichtanzeige des Smart Meter standardmäßig so konfiguriert sein, dass ausschließlich der aktuelle Zählerstand sichtbar ist. Auf Kundenwunsch ist die Anzeige von weiteren verrechnungsrelevanten, am Zähler gespeicherten Werten kostenlos

freizugeben und auf Wunsch auch wieder zurückzusetzen. Bei Auflösung des Vertragsverhältnisses zwischen Verbraucherin oder Verbraucher und dem Netzbetreiber ist dafür zu sorgen, „dass eine Ablesung anhand der Anzeige oder Auslesung anhand einer unidirektionalen Schnittstelle des intelligenten Messgerätes durch Nichtberechtigte verhindert wird.“ (Bundeskanzleramt Österreich, 2010)

Der Netzbetreiber ist verpflichtet alle vom Smart Meter aufgezeichneten Tagesverbrauchswerte und, nach Vereinbarung mit der Kundin respektive dem Kunden, alle Viertelstundenwerte spätestens zwölf Stunden nach deren täglichen Auslesung in einem Web-Portal kostenlos zur Verfügung zu stellen. Die Tagesverbrauchswerte, und Viertelstundenwerte im Falle vertraglicher Notwendigkeit, sind zumindest einmal monatlich bis zum fünften Tag des Folgemonats vom Netzbetreiber an den Energielieferanten jeder Endverbraucherin und jedes Endverbrauchers zu übermitteln. (Bundeskanzleramt Österreich, 2010)

Die am ersten November 2011 in Kraft getretene „Intelligente Messgeräte-Anforderungsverordnung“ der Regulierungsbehörde E-Control, kurz „IMA-VO“, basiert auf dem beschriebenen EIWOG und legt die Mindestfunktionalität von intelligenten Messgeräten fest. (Bundeskanzleramt Österreich, 2011)

Im Dezember 2017 wurde die „Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung“, kurz „IME-VO“, beschlossen. Diese beinhaltet den Zeitplan und einige organisatorische Vorgaben zum Rollout, also der Verteilung der Smart Meter laut IMA-VO in den österreichischen Verteilnetzen. Es wird festgelegt, dass jeder Netzbetreiber bis Ende des Jahres 2020 80 Prozent und bis Ende des Jahres 2022 95 Prozent aller an sein Netz angeschlossenen Verbrauchsstellen mit intelligenten Messgeräten ausstatten muss, die derzeit keinen Lastprofilzähler nutzen. Auf Wunsch einer Endverbraucherin oder eines Endverbrauchers ist der Netzbetreiber sogar verpflichtet einen Smart Meter binnen sechs Monaten zu installieren. Im Gegensatz dazu, lehnt eine Endverbraucherin oder ein Endverbraucher die Messung mithilfe eines intelligenten Messgerätes ab, ist der Netzbetreiber zwar trotzdem verpflichtet einen Smart Meter zu verbauen, jedoch muss dieser so konfiguriert werden, dass er keinerlei Verbrauchswerte speichert oder an den Netzbetreiber überträgt und die Fernabschalt- sowie Leistungsbegrenzungsfunktion deaktiviert ist. (Bundeskanzleramt Österreich, 2017) Dieses sogenannte „OptOut“ können Endverbraucherinnen und Endverbraucher bei ihren Netzbetreibern schriftlich einfordern.

2.3.2 Von der Gesetzgebung erwartete Auswirkungen

Wie bereits erwähnt, wurde das Thema bezüglich intelligenter Messsysteme zunächst auf europäischer Ebene ins Leben gerufen. In den Richtlinien für den Elektrizitätsbinnenmarkt von 2009 werden unter anderem auch Gründe erwähnt, weshalb eine solche Infrastrukturänderung in Betracht gezogen wird. So verspricht man sich von der Modernisierung der Verteilnetze eine Förderung des in diesem Dokument bereits beschriebenen Wandels der Energieerzeugung, von wenigen, großen, zentralen zu vielen, kleinen, dezentralen Erzeugungsanlagen. Auch die Energieeffizienz soll durch die Änderungen gesteigert werden. So heißt es, die Energieversorgungsunternehmen sollen beispielsweise Energiemanagementdienstleistungen anbieten oder neuartige Preismodelle entwickeln, um den Stromverbrauch zu optimieren. Es

sollen auch positive Effekte erzielt werden, indem eine „aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützt wird.“ (Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union, 2009)

Die österreichische Regulierungsbehörde E-Control identifiziert vor Allem die Möglichkeit für effizientere Prozesse der Verteilnetzbetreiber als wesentliche Verbesserungen. So werden Ablesungen, Abrechnungen, sowie die Abwicklung von Ein- und Abschaltungen von Anlagen durch Smart Metering vereinfacht. Außerdem sollen Verbesserungen in der Netzüberwachung und -Steuerung, sowie im Management von Störungen, der Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen und der Verteilung der Netzauslastung erreicht werden können. Auch der administrative Aufwand von derzeit jährlich circa 500.000 bis 700.000 Konsumenten Anfragen zu Rechnungen soll deutlich gemindert werden können. (E-Control, 2019)

Energielieferanten sollen zudem auch vertriebsseitige Vorteile aus der Verfügbarkeit von genauen und aktuellen Verbrauchsdaten wahrnehmen können. So soll die Möglichkeit entstehen, innovativ und kundenfreundlich zu agieren, indem neue, individuelle Tarifmodelle angeboten werden können. Diese sollen sich wiederum positiv auf Verbraucherinnen und Verbraucher auswirken, da deren Energiekosten gesenkt werden können und das Angebot von neuen, teils individuell angepassten Dienstleistungen gestärkt werden kann. (E-Control, 2019)

In einer im Auftrag der Regulierungsbehörde E-Control durchgeführten Studie wurden ebenfalls mögliche positive Auswirkungen von Smart Metering identifiziert. So soll die Prognosequalität von Netzverlusten verbessert werden können. Dies schlägt sich auf die Reduzierung der Regelbeziehungsweise Ausgleichsenergie der Bilanzgruppen und letztendlich der österreichischen Regelzone nieder, wodurch Kosten eingespart werden können. (PwC Österreich, 2010)

3 POTENZIELLE WIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN

Aufgrund der theoretischen Recherchen der ersten beiden Kapitel dieses Dokuments wurden bereits einige Auswirkungen auf die österreichische Energiebranche, ausgelöst durch Smart Metering, identifiziert. Diese Auswirkungen sind einerseits monetärer Natur, also Kosten und Einsparungen, die im Vergleich zur bisherigen Situation ohne Smart Metering auftreten. Andererseits handelt es sich um Auswirkungen, die den Energiemarkt in seiner bisherigen Ausprägung verändern. Themen dieser beiden Kategorien werden in diesem Kapitel aufgegriffen und beschrieben.

3.1 Monetäre Auswirkungen

Durch die Einführung und den Betrieb von Smart Metering werden hohe Investitionen von Teilnehmern des österreichischen Energiemarktes notwendig. Vor Allem die heimischen Verteilnetzbetreiber, aber auch die Energielieferanten müssen Ressourcen aufwenden, um die Anforderungen der Gesetzgebung erfüllen zu können. Dem gegenüberstehend ergeben sich durch den Betrieb von Smart Metering auch Vorteile, die sich direkt finanziell widerspiegeln.

Im Jänner 2010 veröffentlichte Capgemini Consulting Österreich AG die von Österreichs E-Wirtschaft in Auftrag gegebene Studie „Analyse der Kosten – Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung“. Das darin beschriebene Ergebnis sagt aus, dass bis 2028 mit Mehrkosten in der Höhe von circa 2,7 Milliarden Euro zu rechnen ist, wenn jede österreichische Endverbrauchsstelle mit einem Smart Meter ausgestattet wird¹. Im Strombereich entspricht das knapp über 25 Euro pro Verbrauchsstelle und Jahr. Aus monetärer Sicht ist die Einführung von Smart Metering also zumindest mittelfristig nicht rentabel. (Capgemini Consulting Österreich AG, 2010)

Der folgende Abschnitt beschreibt monetäre Auswirkungen.

3.1.1 Zählerkosten

Für die Beschaffung der intelligenten Messgeräte wurden in den letzten Jahren zahlreiche Ausschreibungen abgewickelt. Diese wurden jeweils von den österreichischen Netzbetreibern selbständig durchgeführt. Die Aufträge konnten daher an verschiedenste Auftragnehmer aufgeteilt werden.

Laut Studie von Capgemini Consulting Österreich AG (2010) werden österreichweit in etwa 711 Millionen Euro verwendet, um die intelligenten Stromzähler für die laut

¹ unter Einbezug der Strom- und Gassparte (Strom: 2,533 Milliarden Euro, Gas: 175 Millionen Euro)

Verbraucherstrukturstatistik der Regulierungsbehörde E-Control (2017) circa 6 Millionen Verbrauchsstellen² zu zukaufen und in Betrieb zunehmen.

3.1.2 Netzerweiterungskosten

Intelligente Messgeräte benötigen ein Netz, über das eine Kommunikation zur Zentrale des Netzbetreibers hergestellt werden kann. Über diesen Weg werden Zählerverbrauchsdaten sowie Smart Meter-Kommandos, beispielsweise Ein- und Abschaltungen oder Konfigurationen, zwischen Zähler und Netzbetreiber kommuniziert. Wie bereits im Kapitel 1.4 beschrieben wird zwischen dem Weg vom Netzbetreiber zum in der Transformatorstation verbauten Gateway und von dort bis zum Smart Meter unterschieden. Um die beschriebene Second-Mile überwinden zu können müssen möglicherweise Kabel zur Datenübertragung verlegt werden. Um die Last-Mile überwinden zu können wird möglicherweise ein Ausbau dieser Strecken benötigt, um bei Nutzung der PLC-Technologie zusätzlich zum Elektrizitätsstrom auch freie Kapazitäten für die anfallenden Datenströme zur Verfügung zu haben.

Um eine Datenkommunikation zu ermöglichen werden laut Studie von Capgemini Consulting Österreich AG (2010) österreichweit zumindest rund 384 Millionen Euro zu investieren sein.

Zusätzlich zu dieser Herausforderung werden Netzausbauten notwendig, da die Netzbelastung aufgrund der Verbreitung dezentraler Erzeugungsanlagen steigt, wie bereits im Kapitel 1.3 beschrieben. Längerfristig könnte auch damit zu rechnen sein, dass aufgrund der steigenden Fortschritte der Elektromobilität zunehmende Netzbelastung entsteht.

Die in diesem Abschnitt beschriebenen Annahmen finden sich in der folgenden Hypothese wieder.

Hypothese A:

Für österreichische Netzbetreiber besteht aufgrund der Einführung von Smart Metering laut IME-VO die Notwendigkeit von Netzausbauten, um das Konzept eines AMCS umsetzen zu können und ausreichend Kapazitäten für eine zukünftig steigende Netzbelastung vorweisen zu können.

3.1.3 Rollout-Kosten

Die europäische und österreichische Gesetzgebung hat den Verteilnetzbetreibern einen straffen Zeitplan vorgegeben. Wie bereits im Kapitel 2.3.1 beschrieben müssen bis Ende des Jahres 2020 zumindest 80 Prozent der Endverbraucher mit einem Smart Meter ausgestattet werden. Bis Ende des Jahres 2022 sogar 95 Prozent. Dennoch oder gerade deshalb ist ein gut geplanter und strukturierter Rollout-Prozess, sowie ausreichend Ressourcen gefordert.

Um möglichst hohe Zählertauschraten pro Zeiteinheit durchführen zu können wird zahlreiches speziell ausgebildetes Personal benötigt. Da der Starttermin des Rollouts für viele Netzbetreiber

² Stand: August 2018

erst sehr spät angesetzt werden kann, beispielsweise aufgrund von noch andauernden Vorbereitungsphasen, muss möglicherweise zusätzliches geeignetes Personal temporär angeheuert werden. Dieses kann von externen Dienstleistern oder vom Arbeitsmarkt beschaffen werden.

Die zur Verfügung stehenden Arbeitskräfte sollen möglichst effizient verplant werden. Um eine optimale Auslastung und möglichst kurze Durchlaufzeiten pro Zählertausch zu erreichen, wird mitunter Software zur Rolloutplanung, beziehungsweise zum „Work Force Management“, kurz „WFM“, entwickelt oder zugekauft. Diese ist für mehrere Aspekte hinsichtlich der Effizienz verantwortlich. Erstens sollen die Monteurinnen und Monteure möglichst gut ausgelastet sein. Zweitens soll pro Arbeitskraft eine möglichst optimierte Route festgelegt werden, um sich mit möglichst kurzen Anfahrtszeiten von Zählertausch zu Zählertausch durch das Rolloutgebiet bewegen zu können. Ein dritter Aspekt ist, dass der Zählertausch von der Monteurin, respektive vom Monteur, möglichst schnell elektronisch erfasst werden können soll. Mit mobilen Anwendungen ist es möglich, die Arbeitskraft beim Zählertausch mit den benötigten Informationen zu versorgen, notwendige Vor-Ort-Daten zu erfassen und in das zentrale Informationssystem einzupflegen. Darüber hinaus sollen WFM-Systeme dabei helfen, jede Monteurin und jeden Monteur am Beginn des Tages mit den neuen Zählern und den Werkzeugen zu versorgen, die sie oder er im Laufe des Tages zur Abwicklung der zugewiesenen Aufträge benötigen wird.

Für den Montageprozess wird in der Studie von Capgemini Consulting Österreich AG (2010) mit österreichweiten Kosten von circa 69,12 Euro pro Verbrauchsstelle gerechnet, Software-Kosten noch nicht miteinbezogen.

Die in diesem Abschnitt beschriebenen Annahmen finden sich in der folgenden Hypothese wieder.

Hypothese B:

Die österreichischen Verteilnetzbetreiber können den von der Gesetzgebung vorgegebenen Zeitplan zum Smart Meter-Rollout nur mit Hilfe von externem Monteurpersonal und Work Force Management Systemen einhalten.

3.1.4 Software-Kosten

Wie im Kapitel 1.6 bereits beschrieben werden speziell auf Seite der Verteilnetzbetreiber Software-Systeme für die Umsetzung von Smart Metering benötigt. Zum Teil bietet es sich auch an darüber hinaus noch weitere Software zu nutzen, die die durch Smart Metering veränderten Prozesse der Energieversorgungsunternehmen unterstützen.

Im letzten Abschnitt dieses Dokumentes, 3.1.3, wurden bereits Work Force Management Systeme behandelt. Diese können sowohl Innendienstanwendungen für die zentrale Disposition als auch mobile Anwendungen für die im Feld beschäftigten Monteurinnen und Monteure umfassen.

Für den Betrieb von intelligenten Messgeräten wird Software benötigt, die diese Zähler verwaltet und mit ihnen kommunizieren kann. Eine dafür mögliche Netzinfrastruktur ist das Advanced Meter Communication System, das bereits im Kapitel 1.4 beschrieben wurde. Im Bereich der Zentrale des Netzbetreibers wird in der dortigen Abbildung 1-6 bereits das MDM, kurz für „Meter Data Management“, dargestellt. Dieses ist für die Verwaltung der Messgeräte und deren Stammbeliehungsweise Ablesedaten zuständig und bietet auch die Möglichkeit Befehle an die Zähler auszulösen. Diese Befehle werden über sogenannte „Head-End-Systeme“, kurz „HES“ zum Smart Meter kommuniziert. Die verschiedenen Zähler, möglicherweise von verschiedenen Herstellern, erhalten die vom zentralen MDM-System versendeten Befehle in übersetzter Form vom jeweils kompatiblen HES. Der Auslöser für den Versand von Smart Meter-Befehlen ist oftmals vertraglicher oder verrechnungstechnischer Art. Beispielsweise könnte bei der Neuanmeldung einer Verbraucherin oder eines Verbrauchers eine Einschaltung, eine Konfigurierung oder eine Ablesung notwendig werden. Hier bietet es sich an, diese Befehle in das verwendete Verrechnungssystem zu integrieren. So entsteht eine mögliche Systemlandschaft, die beispielsweise aus drei Ebenen bestehen kann. Die Abbildung 3-1 zeigt diese.

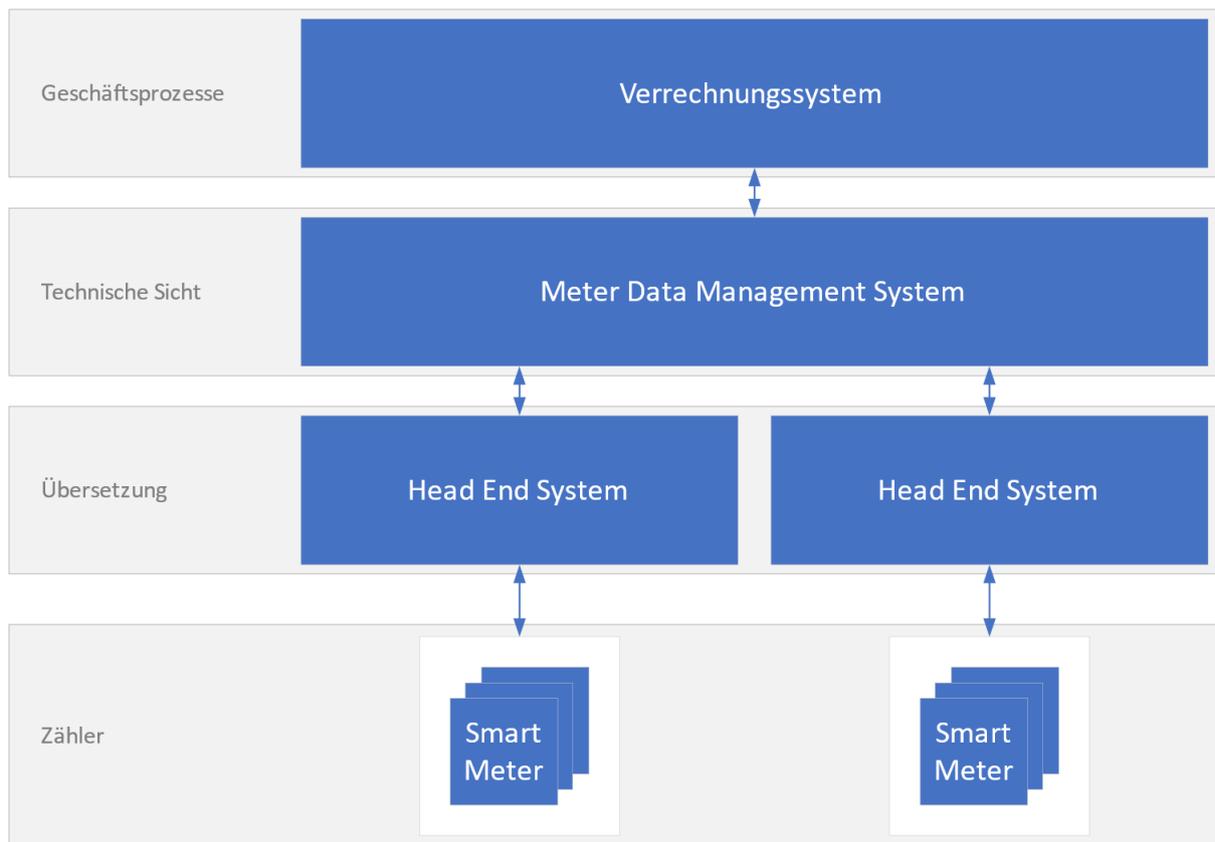


Abbildung 3-1: Smart Meter Systemlandschaft (Netinium BV, 2018)

Wie in der Abbildung 3-1 zu sehen ist besteht jeweils eine bidirektionale Verbindung zwischen den einzelnen Ebenen. Erfordern Geschäftsprozesse ein Smart Meter-Kommando zu versenden, beispielsweise wird ein Ablesewert für eine Jahresabrechnung benötigt, kann dieses Kommando im Verrechnungssystem ausgelöst werden. Von dort wird es in die technische Ebene, an das MDM-System übertragen. Dieses könnte prüfen, ob es den benötigten Wert bereits gespeichert

hat. Wenn nicht, leitet es die Anfrage an das zuständige HES weiter. Dieses übersetzt die Anfrage, sodass sie für den betroffenen Zähler verständlich ist und sendet sie weiter. Der Zähler kann nun die Anfrage ausführen, also den Ablesewert aus seinen Registern laden, eine Sofortauslesung starten oder Ähnliches. Das Ergebnis des Vorganges sendet der Zähler zurück an das für ihn zuständige HES. Dieses leistet wiederum Übersetzungsarbeit, um die Ablesedaten in verständlicher Form an das MDM-System weiterzureichen. Das MDM-System speichert diese Daten und markiert den Smart Meter-Befehl als erledigt. Danach werden die Ablesedaten auch an das anfragende Verrechnungssystem weitergeleitet, um dort die Jahresabrechnung durchführen zu können.

Wie im Kapitel 2.3.1 bereits beschrieben verpflichtet die Gesetzgebung die österreichischen Netzbetreiber dazu die Verbrauchsdaten der Netzkundinnen und Netzkunden in einem Web-Portal kostenlos zur Ansicht zur Verfügung zu stellen. Solche Web-Portale, oder zumindest solche Anzeigefunktionen, gab es bislang nicht, weshalb hierzu Investitionen getätigt werden müssen.

Über die beschriebenen Systeme hinaus könnte noch weitere Software beschafft werden müssen. Beispielsweise etwa Key Management Systeme, kurz „KMS“, zur Verwaltung von Sicherheitsschlüsseln, die für die Montage und Aktivierung, sowie für die Parametrierung der Smart Meter vor Ort benötigt werden.

In der Studie von Capgemini Consulting Österreich AG (2010) werden Kosten zur Beschaffung von Software-Systemen, wie jenen die in diesem Abschnitt beschrieben wurden, in mehreren Kostenpunkten berücksichtigt. So werden für die Integration von Informationssystemen, allerdings für Hardware und Software, einmalige Kosten in der Höhe von circa 51,66 Euro pro Verbrauchsstelle veranschlagt. Für Lizenzen, Wartung und Ähnliches werden, auch für Hardware und Software, laufende Kosten in der Höhe von circa 2,25 Euro pro Verbrauchsstelle und Jahr erwartet. Ob alle benötigten Systeme berücksichtigt wurden geht aus der Beschreibung der Studie nicht hervor. Auch inwiefern optionale Software einbezogen wurde, die möglicherweise durch einen engen gesetzlichen Zeitplan für einen zeitlich optimierten Rollout sorgen soll, ist unklar.

3.1.5 IT-Infrastruktur-Kosten

Im vorangegangenen Abschnitt 3.1.4 wurde bereits behandelt, welche Software für die Einführung und den Betrieb von Smart Metering benötigt werden könnte. Um diese Software auch betreiben zu können und mit den durch Smart Metering entstehenden Datenmengen umgehen zu können wird auch entsprechende Hardware benötigt.

Bereits derzeit betreiben die österreichischen Energieversorgungsunternehmen Informationssysteme und speichern die für den Betrieb notwendigen Daten. Diese werden sich künftig jedoch vervielfachen, weshalb die Speicherkapazitäten der Netzbetreiber und Lieferanten ausgebaut werden müssen. Hauptsächlich verantwortlich dafür sind die Verbrauchsdaten, die die Smart Meter aufzeichnen. In der Standardkonfiguration, genannt „Intelligentes Messgerät Standard“, kurz „IMS“, werden die Zählerstände aller Register des Smart Meter täglich um

Mitternacht gespeichert und zumindest die Stände aller verrechnungsrelevanter Register an den Netzbetreiber übermittelt. In der Konfiguration „Intelligentes Messgerät Erweitert“, kurz „IME“, wird auch der Versand der Lastprofilaten aktiviert. Das bedeutet, dass die Zählerstände jedes Registers im Viertelstundentakt aufgezeichnet und zumindest die Stände aller verrechnungsrelevanter Register täglich an den Netzbetreiber gesendet werden. Wie viele Register verrechnungsrelevant sind hängt von den in Netz- und Liefervertrag vereinbarten Tarifen ab. Eine Kundin oder ein Kunde die oder der sowohl Energie bezieht, als auch durch Eigenproduktion in das Netz einspeist, hätte beispielsweise eine Zählerkonfiguration mit zwei verrechnungsrelevanten Registern. Ein Register für Energie, die aus dem öffentlichen Netz verbraucht wird, und ein Register für Energie, die aufgrund überschüssiger Eigenproduktion in das öffentliche Netz eingespeist wird. Bei gemessenem Lastprofil würden dabei pro Tag 192 Werte an den Netzbetreiber und des Weiteren an den Lieferanten übertragen werden. Im Jahr würden damit über 70.000 Werte gespeichert werden. Abhängig davon, wie viele Verbraucherinnen und Verbraucher eine IME-Konfiguration wählen werden, kann damit eine beträchtliche Datenmenge entstehen. Bei 50.000 solcher Zähler müsste man jährlich bereits 3,5 Milliarden neue Werte speichern.

Eine andere gesetzliche Regelung verpflichtet die Energielieferanten eine monatliche Verbrauchskosteninformation oder auch eine monatliche Verrechnung zu ermöglichen, wie in Kapitel 2.3.1 beschrieben. Vor Allem Ersteres könnte den Bedarf an Rechenleistungen stark erhöhen. Eine Verbrauchskosteninformation könnte ähnlich aufwändig zu erstellen sein, wie eine Jahresendrechnung, wie sie heute schon bekannt ist. Bei den bisherigen Jahresabrechnungen wurde Gesamtlast jedoch auf die zwölf Monate des Jahres gleichmäßig aufgeteilt, sodass jeden Monat nur etwa ein Zwölftel der Kundinnen und Kunden abgerechnet werden musste. Wenn nun in jedem Monat des Jahres Rechnungen für jede Kundin und jeden Kunden erstellt werden müssen, erhöht sich diese Last also deutlich.

3.1.6 Prozessänderungen

Im Kapitel 2.1.1 der vorliegenden Arbeit wurden bereits Geschäftsprozesse beschrieben, die derzeit von den österreichischen Netzbetreibern und Energielieferanten durchgeführt werden. Diese erfordern zum Teil, dass der vor Ort agierende Netzbetreiber Mitarbeiter für Zählerstandablesungen sowie Ein- und Abschaltungen zu Anlagen entsendet. Gerade Ablesungen werden aufgrund des hohen Aufwands für die Netzbetreiber häufig umgangen indem von Kundinnen und Kunden Selbstablesungen gefordert werden oder gar Verbräuche geschätzt werden. Mit dem Einsatz von Smart Metering werden diese Prozesse erleichtert, da solche Tätigkeiten über Kommunikationstechnologien aus der Ferne durchgeführt werden können.

Weiteres Optimierungspotenzial steckt außerdem in der Möglichkeit diese Prozesse von IT-Systemen automatisiert abzuarbeiten. Intelligente Messgeräte in der Standard- oder der erweiterten Konfiguration, IMS und IME, liefern automatisiert täglich Zählerstände, die die Zähler jeweils um Mitternacht aufzeichnen. Damit müssen diese nicht bei Bedarf angefordert werden, sondern stehen jederzeit zur Verfügung. Bei digitalen Standardzählern, kurz „DSZ“, also Smart Meter, die wegen eines OptOut-Antrags einer Netzkundin oder eines Netzkunden nur über

eingeschränkte Funktionalität verfügen, werden diese Vorteile vermindert. Abschaltungen aus der Ferne, sowie die automatisierte tägliche Zählerstandablesung sind hierbei deaktiviert. Bei Bedarf, beispielsweise aufgrund einer anstehenden Jahresabrechnung, darf für solche Zähler eine Fernablesung explizit ausgelöst werden. Eine Abschaltung aus der Ferne ist jedenfalls untersagt, was einen Inkassoprozess erschwert, wenn eine Anlage aufgrund der Nichtbezahlung der Netz- oder Energiekosten abgeschaltet werden soll. Abhängig von der OptOut-Rate und der Anzahl solcher Schlechtzahler könnten dadurch hohe Aufwände nicht eingespart werden.

Die von Capgemini Consulting Österreich AG (2010) durchgeführte Studie beziffert die Einsparungen durch Fernablesungen, Ein- und Abschaltungen mit circa 1,70 Euro pro Verbrauchsstelle und Jahr.

Die in diesem Abschnitt beschriebenen Annahmen finden sich in der folgenden Hypothese wieder.

Hypothese C:

Die finanziellen Einsparungen durch Prozessverbesserungen, die durch den Betrieb von Smart Metering ermöglicht werden, sind für Energieversorgungsunternehmen relevant.

3.2 Auswirkungen auf den Energiemarkt

Smart Metering hat nicht nur direkten monetären Einfluss auf Netzbetreiber, Lieferanten und Verbraucherinnen respektive Verbraucher. Am Energiemarkt entstehen generell Änderungen, die alle Marktteilnehmer betreffen. Diese Änderungen können zur Folge haben, dass Energie effizienter genutzt werden kann und somit Energiekosten gespart werden können. Außerdem können sich diese Änderungen auf die Art der Kostenverrechnung auswirken, indem neue Vertrags- und Preismodelle entstehen. Auf das Verbraucherverhalten besser angepasste Verträge, und damit wiederum Kosteneinsparungen für Endverbraucherinnen und Endverbraucher, sind unter anderem die potenzielle Folge.

3.2.1 Vertragsmodelle

Die folgenden Abschnitte beschreiben die verschiedenen aus der theoretischen Ausarbeitung hervorgegangenen Änderungen im Bereich der Vertragsmodelle, die aufgrund der Einführung von Smart Metering ermöglicht beziehungsweise gesetzlich gefordert werden.

3.2.1.1 Monatliche Rechnung

Der Paragraph 81, Absatz 6 des Elektrizitätswirtschafts- und -Organisationsgesetzes (2010) verpflichtet Stromlieferanten und Verteilnetzbetreiber den Kundinnen und Kunden die Möglichkeit einer monatlichen Verrechnung der Netznutzung und der bezogenen Energie anzubieten. Wird eine Verbraucherin oder ein Verbraucher monatlich abgerechnet, verfällt die derzeit verbreitete Verwendung von Teilzahlungsbeträgen, kurz „TZB“. Wie im Kapitel 2.1.1.3 bereits beschrieben wurde, handelt es sich dabei um geschätzte Geldbeträge, die die Verbraucherinnen und

Verbraucher monatlich bezahlen. Einmal jährlich, am Ende der Verrechnungsperiode, wird eine Jahresabrechnung durchgeführt bei dieser nun nicht der gesamte Rechnungsbetrag fällig wird, sondern ein Ausgleich, der über das Jahr bereits bezahlten TZB mit den tatsächlichen Verbräuchen stattfindet. Bei einer monatlichen Rechnung ist dieser jährliche Ausgleich nicht mehr notwendig, da damit pro Monat kein geschätzter Wert bezahlt wird, sondern der genaue Betrag zum tatsächlichen Monatsverbrauch.

Mit dem Einsatz von mechanischen, nicht aus der Ferne erreichbaren Zählern war eine monatliche Rechnung bislang nicht wirtschaftlich, da dafür in jedem Monat eine Zählerstandablesung pro Verbraucherin beziehungsweise Verbraucher durchgeführt werden muss. Da dieser Prozess die Anfahrt einer Netzbetreibermitarbeiterin oder eines Netzbetreibermitarbeiters erforderte, wäre der Aufwand zu hoch. Durch den Einsatz von intelligenten Messgeräten ist eine monatliche Rechnung nun möglich, da die betroffenen Zähler automatisiert monatlich ausgelesen werden können.

Die Einführung von Smart Metering soll laut Kapitel 2.3.2 zu mehr Energieeffizienz führen. Daher ergibt sich die folgende Hypothese.

Hypothese D:

Eine flächendeckende monatliche Verbrauchsabrechnung stellt Energieversorgungsunternehmen vor organisatorische und technische Herausforderungen.

3.2.1.2 Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen

Sogenannte „Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen“ sind Energieerzeugungsanlagen, üblicherweise Photovoltaik- oder Windkraftanlagen, deren erzeugte Energie den Bedarf einer Gemeinschaft, beispielsweise die Bewohner eines Mehrparteienwohnhauses, anteilmäßig deckt. Auf diese Weise sind privat betriebene Erzeugungsanlagen nicht nur mehr für Einfamilienhäuser rentabel, sondern auch für Mehrparteienhäuser. Dieses Konzept ist mittlerweile im Elektrizitätswirtschafts- und -Organisationsgesetz (2010) im Paragraph 16a fest verankert. Informationsplattformen wie etwa „PV-Gemeinschaft.at“, vom Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA (2018) beschreiben wie Projekte für gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen umgesetzt werden können. Dabei ist entscheidend, welche beteiligte Partei welchen Anteil der erzeugten Energie zugesprochen bekommt. Diese Aufteilung kann entweder aufgrund eines statischen Schlüssels oder aufgrund einer dynamischen Berechnung erfolgen.

Eine statische Aufteilung der Erzeugungen bedeutet, dass die Beteiligten vorab vereinbaren, wer wieviel Prozent der Erzeugung zugesprochen bekommt. Die folgende Tabelle 3 zeigt ein Beispiel, wie die Aufteilung nach statischen Gesichtspunkten erfolgen kann, wenn die Erzeugungsanlage mehr Energie produziert als innerhalb der Gemeinschaft verbraucht wird.

Statische Anteile durch vorab fixe vertragliche Zuordnung:
Teilnehmer 1: 20%
Teilnehmer 2: 30%
Teilnehmer 3: 10%
Teilnehmer 4: 40%

Stromerzeugung: 10 kWh	Gesamtbedarf: 6 kWh	Mehr Erzeugung als Bedarf
Anteil aus Erzeugung	Tatsächlicher Verbrauch	Bezug aus öffentlichem Netz
Teilnehmer 1		
20% von 10 kWh: 2 kWh	3 kWh	1 kWh
Teilnehmer 2		
30% von 10 kWh: 3 kWh	0 kWh	0 kWh
Teilnehmer 3		
10% von 10 kWh: 1 kWh	2 kWh	1 kWh
Teilnehmer 4		
40% von 10 kWh: 4 kWh	1 kWh	0 kWh

Tabelle 3: Statische Aufteilung gemeinschaftlicher Erzeugung (Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA, 2018)

Wie das obige Beispiel zeigt, müssen einzelne Parteien Energie aus dem öffentlichen Netz beziehen obwohl die gemeinsam betriebene Erzeugungsanlage mehr produziert hat als benötigt wurde. Sechs der zehn erzeugten Kilowattstunden würden in das öffentliche Netz eingespeist werden. Diese sind den unverbrauchten Anteilen der Teilnehmer zwei und vier mit jeweils drei Kilowattstunden zu zurechnen. (Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA, 2018)

Eine effizientere Aufteilung der gemeinschaftlich produzierten Energie kann mit Hilfe einer dynamischen Berechnung erzielt werden. Dabei werden die Anteile nach den tatsächlich gemessenen Verbrauchsanteilen berechnet. Die nachfolgende Tabelle 4 zeigt ein Beispiel dieser Methode.

Stromerzeugung: 10 kWh	Gesamtbedarf: 14 kWh	Mehr Bedarf als Erzeugung
Tatsächlicher Verbrauch	Anteil aus Erzeugung	Bezug aus öffentlichem Netz
Teilnehmer 1		
2 kWh	$10 / 14 * 2 = 1,4 \text{ kWh}$	0,6 kWh
Teilnehmer 2		
0 kWh	$10 / 14 * 0 = 0 \text{ kWh}$	0 kWh
Teilnehmer 3		
8 kWh	$10 / 14 * 8 = 5,7 \text{ kWh}$	2,3 kWh
Teilnehmer 4		
4 kWh	$10 / 14 * 4 = 2,9 \text{ kWh}$	1,1 kWh

Tabelle 4: Dynamische Aufteilung gemeinschaftlicher Erzeugung (Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA, 2018)

Im obigen Beispiel der dynamischen Berechnungsmethode bestand mehr Bedarf als die Erzeugungsanlage abdecken konnte. Die exakte Differenz zwischen Erzeugung und Bedarf wird aus dem öffentlichen Netz genommen. Die erzeugte Energie wurde vollständig unter den Beteiligten aufgeteilt. Auf diese Weise wird das öffentliche Netz optimal entlastet.

Die dynamische Aufteilung der gemeinschaftlich erzeugten Energie bietet also Effizienzvorteile, und deshalb auch eine höhere Rendite und schnellere Amortisierung der Erzeugungsanlage. Deren Umsetzung ist jedoch nur möglich, wenn die Verbräuche aller teilnehmenden Parteien mit einem intelligenten Messgerät gemessen werden, da auf anderem Wege nicht aufgezeichnet

werden kann, wieviel der verbrauchten Energie pro Teilnehmer aus dem öffentlichen Netz beziehungsweise von der eigenen Erzeugungsanlage stammt. (Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA, 2018)

Das Konzept der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage stellt eine Änderung am Energiemarkt dar, die eine entscheidende Entlastung der österreichischen Verteilnetze bei gleichzeitiger Förderung der Energieerzeugung durch erneuerbare Quellen zur Folge haben könnte.

Die in diesem Abschnitt beschriebenen Annahmen finden sich in den folgenden beiden Hypothesen wieder.

Hypothese E:

Die Nachfrage für gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen nach EIWOG 2010 §16a wird Experteneinschätzungen zufolge in den kommenden fünf Jahren stark ansteigen.

Hypothese F:

Eine hohe Dichte von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen nach EIWOG 2010 §16a bedeutet eine relevante Entlastung für die österreichischen Verteilnetze.

3.2.1.3 Preismodelle

Im Kapitel 2.1.2 wurden bereits Preismodelle beschrieben, die gegenwärtig bereits eingesetzt werden. Wie an dieser Stelle erwähnt, erfordern dynamische Tarife wie etwa CPP, RTP oder lastvariable Tarife eine Berechnung per Lastprofil. Die Berechnung über ein Standardlastprofil wäre nicht sinnvoll, da dieses keine tatsächlichen Verbräuche widerspiegelt. Aus diesem Grund wurden solche Tarife bislang fast ausschließlich für Großabnehmer möglich, da diese mit Lastprofilzählern ausgestattet sind. Mit der Einführung von Smart Metering könnten diese Preismodelle nun auch im Bereich von Haushaltskundinnen und Haushaltskunden verwendet werden. In Folge dessen würde sich die Möglichkeit ergeben, Preissignale als Regulierung von Erzeugung und Nachfrage zu setzen und damit Netzentlastungen zu schaffen. Diese Annahme findet sich in der folgenden Hypothese wieder.

Hypothese G:

Experteneinschätzungen zufolge wird sich die Preismodelllandschaft aufgrund der Einführung von Smart Metering und der damit einhergehenden Verbreitung von gemessenen Lastprofilen bei Privatkundinnen und Privatkunden verändern.

3.2.1.4 Prepayment

Das sogenannte „Prepayment“, zu Deutsch „Vorauszahlung“, beschreibt den Vorgang, bei dem eine Leistung bereits im Vorhinein bezahlt wird. Ein solches Konzept ist beispielsweise bereits durch die Nutzung von mobilen Prepaid-Telefonen bekannt. Dieses Vorgehen ist auch für die Nutzung von Energie möglich. Bereits heute sind sogenannte „Prepayment-Zähler“ verfügbar, auf die ein Guthaben einbezahlt werden muss, bevor dieser eine Anlage mit Energie versorgt. Ist das Guthaben aufgrund der verbrauchten Energie erschöpft, wird die Versorgung unterbrochen.

Dieses Prinzip soll vor allem bei zahlungsschwachen Verbraucherinnen und Verbrauchern angewendet werden, um zu verhindern, dass hohe Energiekostenschulden entstehen.

Zahlreiche Anlagen werden jährlich von der Stromversorgung abgeschnitten, weil Schulden aus längst vergangenen Abrechnungsperioden bestehen. Derzeit bietet die österreichische Gesetzgebung Schlechtzahlern die Möglichkeit, statt der Versorgungssperre, der Nutzung eines Prepayment-Zählers zu zustimmen. (Kopatz, Wagner, Drissen, Wiegand, & Theuer, 2017) Bei diesem sogenannten „Hardware Prepayment“ ist es der Zähler selbst, der diese Steuerung vornimmt.

Mit dem Einsatz von intelligenten Messgeräten wird ein sogenanntes „Software Prepayment“ möglich. Dabei wird der Smart Meter aus der Ferne ein- beziehungsweise abgeschaltet, je nachdem ob das Guthaben der Nutzerin oder des Nutzers gerade aufgebraucht oder aufgeladen wurde. Durch Software automatisierte Prozesse könnten beispielsweise auch betroffene Verbraucherinnen und Verbraucher unterstützen, indem das Guthaben regelmäßig oder möglicherweise kurz vor Verbrauch an die Kundin oder den Kunden kommuniziert wird. Mit dem Software Prepayment wird eine Barriere verkleinert, die die Vergabe von Prepayment-Tarifen bislang gebremst hat. Aus dieser Annahme heraus ergibt sich die folgende Hypothese.

Hypothese H:

Die durch Smart Metering entstandene Möglichkeit von Software Prepayment hat Experteneinschätzungen zufolge eine erhöhende Auswirkung auf die Anzahl der Prepayment-Kunden.

3.2.2 Kundenportale

Wie im Kapitel 2.3.1 bereits erwähnt sind die österreichischen Verteilnetzbetreiber dazu verpflichtet Kundinnen und Kunden, deren Verbrauch mit Hilfe eines intelligenten Messgeräts gemessen wird, einen Zugang zu einem Web-Portal zur Verfügung zu stellen. Dort müssen Informationen wie beispielsweise aktuelle Rechnungen oder Verbrauchsdaten angezeigt werden können. Energielieferanten ist es darüber hinaus auch möglich, Kundenportale anzubieten um dort beispielsweise Rechnungen, oder die gesetzlich geforderte monatliche Verbrauchs- und Stromkosteninformation bereit zu stellen. Wie im Kapitel 2.3.2 bereits beschrieben erwartet sich die Gesetzgebung davon einen Rückgang der zahlreichen Konsumentenfragen, die derzeit einen hohen Serviceaufwand für Energieversorgungsunternehmen darstellen. Dies stellt einen Anreiz zum sogenannten „Self-Service“ dar, da Verbraucherinnen und Verbraucher die Möglichkeit haben sich Informationen selbständig zu beschaffen, statt den Kundenservice des Versorgungsunternehmens zu beanspruchen. Diese Annahme findet sich in der folgenden Hypothese wieder.

Hypothese I:

Die Ressourcenbelastung im Kundenservice der Energieversorgungsunternehmen wird laut Experteneinschätzungen durch den Einsatz von Web-Portalen für Kundinnen und Kunden sinken, da mit deren Hilfe Transparenz geschaffen und Informationen zur Verfügung gestellt werden.

3.2.3 Verfügbarkeit von Daten

Smart Meter zeichnen je nach Konfiguration Daten in unterschiedlicher Granularität auf und übermittelt diese an den Netzbetreiber. Während ein intelligentes Messgerät in der Standardkonfiguration (IMS) täglich seine Mitternachtszählerstände überträgt, senden intelligente Messgeräte in der erweiterten Konfiguration (IME) Lastprofile in einem Viertelstundenzeitraster. Wie im Kapitel 3.1.5 bereits beschrieben, entstehen vor allem bei IME sehr große Datenmengen. Diese stellen ein Potenzial dar, aus dem Netzbetreiber und Energielieferanten schöpfen können.

Für Netzbetreiber besteht die Herausforderung die vorhandenen Netzkapazitäten möglichst effizient zu nutzen. Das Ziel ist es eine hohe Versorgungssicherheit bei möglichst geringen Ausgaben für Netzausbauten zu gewährleisten. Das gelingt, wenn die Netzauslastung zeitlich möglichst gleichmäßig verteilt wird und somit Lastspitzen vermieden werden. Dazu ist es notwendig zu wissen, wann genau wieviel Energie wo im Netz verbraucht wird. Wie im Kapitel 2.1.3 bereits beschrieben wurde gibt es Standardlastprofile, die solche Verbrauchskurven pro Verbrauchsstelle vorgeben. Diese sind aber natürlich nur Schätzungen und basieren auf den Gegebenheiten vor rund 20 Jahren, weshalb deren Aussagekraft für die Verteilung der Netzlast nur sehr gering ist. Mit dem Einsatz von intelligenten Messgeräten in der erweiterten Konfiguration können aktuelle Lastprofile analysiert werden, wodurch die derzeit eingesetzten Standardlastprofile grundlegend erneuert werden könnten. Langfristig könnten diese sogar abgeschafft werden, wenn IME flächendeckend verwendet werden würden und damit für alle Verbrauchsstellen tatsächlich gemessene Lastprofile bekannt wären.

Wie Netzbetreiber auf Netzkapazitäten achten müssen, so müssen Energielieferanten dafür Sorge tragen, dass ausreichend Energie ins Netz eingespeist wird. Auch hier würden genauere Bedarfsschätzungen der Verbraucherinnen und Verbraucher Vorteile bringen. Je genauer diese Schätzungen sind, desto weniger Ausgleichsenergie würde benötigt werden, wodurch Geld gespart werden könnte.

Aus den Erkenntnissen der durch Smart Metering entstehenden Verbrauchsdaten könnte außerdem eine Erhöhung der Qualität der bestehenden Dienstleistungen, sowie auch neue Dienstleistungen entstehen. Das könnte durch eine Individualisierung der Angebote erreicht werden. Ein Beispiel könnte ein Empfehlungssystem sein, das aufgrund des gemessenen Verbrauchsverhaltens Tarifvorschläge an Verbraucherinnen und Verbraucher kommuniziert.

Aus den in diesem Abschnitt beschriebenen Annahmen ergeben sich die folgenden zwei Hypothesen.

Hypothese J:

Die Verfügbarkeit von flächendeckend gemessenen Lastprofilen unterstützt Verteilnetzbetreiber bei der Planung der Netzauslastung.

3.2.4 Marktkommunikation

Im Kapitel 1.1.6 wurde bereits beschrieben was Marktkommunikation ist und welchen Zweck diese erfüllt. Mit der Einführung von intelligenten Messgeräten eröffnen sich neue Möglichkeiten,

die im Rahmen der Marktkommunikation relevant werden. So wurden beispielsweise die sogenannten „Customer Processes“ am ersten Oktober 2018 aktiv. Diese beschreiben Kommunikationsprozesse zwischen Lieferanten und Netzbetreibern zu unterschiedlichsten Geschäftsprozessen. So kann ein Lieferant beispielsweise ein Prepayment-Verfahren aktivieren oder deaktivieren, eine Ablesung, eine Inbetriebnahme oder eine Abschaltung einer Verbrauchsstelle anfordern oder auch Stammdatenänderungen von Verbraucherinnen und Verbrauchern bekanntgeben. Der Netzbetreiber kann daraufhin, wenn notwendig, entsprechende Handlungen setzen und dabei den betroffenen Smart Meter ansteuern. Der Lieferant kann ebenso vom Netzbetreiber Messdaten von intelligenten Messgeräten in gewissen Mess- und Übertragungsintervallen einfordern, wenn diese für die Erfüllung des Liefervertrages notwendig sind oder der Lieferant dazu von der Konsumentin oder dem Konsumenten bevollmächtigt wurde. Das Messintervall stellt dabei die Granularität der Messdaten dar, also ob Monats-, Tages- oder Viertelstundenverbräuche versendet werden. Das Übertragungsintervall definiert ob diese Daten monatlich, täglich oder gar nicht an den Lieferanten gesendet werden müssen. (Österreichs E-Wirtschaft, 2015)

Je nachdem ob eine Energiekundin oder ein Energiekunde monatlich oder jährlich abgerechnet werden möchte und ob er oder sie nach gemessener Leistung abgerechnet wird werden unterschiedliche Intervalle benötigt. Abgesehen davon, dass die Daten zur Verrechnung verwendet werden, könnte es Vorteile bringen möglichst viele Daten zur Auswertung und Analyse zu verwenden. Aufgrund dieser Annahme ergibt sich die folgende Hypothese.

Hypothese K:

Die Verfügbarkeit von flächendeckend gemessenen Lastprofilen unterstützt Energieerzeuger bei der Planung der Produktion.

4 METHODENWAHL: EXPERTENINTERVIEW

Um die in den vorangehenden Kapiteln behandelten Auswirkungen von Smart Metering zu validieren, werden Expertinnen und Experten österreichischer Energieversorgungsunternehmen befragt. Es werden qualitative Befragungen durchgeführt, um durch umfangreiche Antworten möglichst viele Informationen über die Auswirkungen gewinnen zu können. Zusätzlich zu den Themenbereichen, die vom Autor dieser Arbeit vorgegeben werden, erhalten die Befragten explizit die Möglichkeit weitere noch nicht behandelte Themen einzubringen. Auf diese Weise soll zu jeder potenziellen wirtschaftlichen Auswirkung von Smart Metering ein durch Expertinnen und Experten geprüftes Ergebnis erhoben werden.

4.1 Stichprobenziehung

Die Auswahl der zu befragenden Unternehmen wurde wie folgt getroffen. Es wurde eine repräsentative Stichprobe, segmentiert nach relevanten Eigenschaften gezogen. Sowohl Netzbetreiber als auch Stromlieferanten wurden befragt, da diese jeweils unterschiedliche Interessen vertreten könnten. Da österreichische Netzbetreiber durchwegs auch als Lieferanten auftreten, konnte diese Aufteilung jedoch nicht ausgeglichen aufgeteilt werden. Es wurde jedoch darauf geachtet auch Lieferanten zu befragen, die keiner Netzbetreibertätigkeit nachgehen.

Netzbetreiber wurden bei der Stichprobenziehung zusätzlich durch ihren Tätigkeitsbereich unterteilt. So wurden gleichermaßen Unternehmen im städtischen Bereich, als auch im ländlichen Bereich befragt. Der Grund dafür ist, dass das Endverbraucherverhalten potenziell unterschiedlich ausgeprägt sein könnte. Ein Beispiel wäre das Verhältnis von privat betriebenen Photovoltaikanlagen pro Haushalt, das in ländlichen Gegenden höher einzuschätzen ist, als in Städten. Ein anderes Beispiel ist die zu erwartende OptOut-Rate. Smart Meter verfügen über Bedienelemente, mit Hilfe derer man aufgezeichnete Verbrauchswerte anzeigen lassen kann. In Wohnhäusern, wie sie in Städten in größerer Dichte vorhanden sind, befinden sich die Zähler meist in öffentlich, oder zumindest für alle Parteien des Wohnhauses, zugänglichen Hausbereichen. Der Wunsch nach nicht bedienbaren OptOut-Zählern könnte daher weitaus höher sein, als in ländlichen Gegenden, wo mehrheitlich Einfamilienhäuser zu finden sind. Als dritte Segmentierungseigenschaft wurde die Anzahl der versorgten Verbrauchsstellen des Unternehmens herangezogen. Es wurde davon ausgegangen, dass große Lieferanten und Netzbetreiber mit potenziell hoher Finanzkraft anders priorisierte Interessen vertreten, als Unternehmen mit geringeren Kunden- und Umsatzzahlen.

Konkret wurden fünf Unternehmen ausgewählt. Davon vier Netzbetreiber, die wie beschrieben jeweils auch als Lieferanten agieren. Zwei dieser Netzbetreiber agieren im städtischen Gebiet und zwei im ländlichen Gebiet. Diese vier Versorgungsunternehmen bestehen aus zwei mittelgroßen Unternehmen, die jeweils zwischen 20.000 und 50.000 Verbrauchsstellen versorgen, einem kleinen Unternehmen mit unter 10.000 Verbrauchsstellen, sowie einem großen Unternehmen mit mehr als 100.000 Verbrauchsstellen. Als Energielieferant wurde ein großer

österreichweit tätiger Lieferant ausgewählt, der über 50.000 Verbrauchsstellen versorgt. Die nachfolgende Tabelle 5 fasst die Auswahl zusammen.

	NB1	NB2	NB3	NB4	LF1
Anzahl versorgte Verbrauchsstellen	über 100.000	zwischen 20.000 und 50.000	zwischen 20.000 und 50.000	unter 10.000	über 50.000
Beschaffenheit des Netzes	ländlich	städtisch	städtisch	ländlich	-

Tabelle 5: Aufteilung der Stichprobe

Pro ausgewähltem Energieversorgungsunternehmen wurde jeweils eine Expertin oder ein Experte befragt. Welche Tätigkeitsbereiche diese Personen für die Befragung qualifizieren wird in der nachfolgenden Tabelle 6 gezeigt.

Experte	Tätigkeitsbereich
NB1	<p>Die befragte Person ist seit sieben Jahren in diesem EVU tätig und arbeitet seit circa drei Jahren als Projektleiter des Smart Meter-Einführungsprojektes. Im Detail beläuft sich die Zuständigkeit primär auf Prozess- und Systemanpassungen der Netzbetreiberrolle des Unternehmens.</p> <p>Die Person ist des Weiteren auch in mehreren Arbeitsgruppen der Interessensvertretung der heimischen Versorgungsunternehmen „Oesterreichs Energie“ beteiligt und leitet auch einzelne Arbeitsgruppen.</p>
NB2	<p>Die befragte Person ist seit circa 20 Jahren bei diesem EVU beschäftigt und im Bereich Messtechnik, sowie Kundenservice tätig. Darüber hinaus leitet die Person das Smart Meter-Einführungsprojekt.</p>
NB3	<p>Die befragte Person war in der Vergangenheit bereits in der Zählereichstation tätig und ist heute noch im Bereich Zählerwesen beschäftigt. Darüber hinaus beinhaltet der Tätigkeitsbereich die Energieabrechnung.</p> <p>Zusätzlich ist die befragte Person derzeit Leiter des Smart Meter-Einführungsprojektes.</p>
NB4	<p>Die befragte Person ist seit circa sechs Jahren für ein Energieversorgungsunternehmen tätig und hat daher sowohl Bezug zur Marktrolle des Netzbetreibers, also auch zur Marktrolle des Energieerzeugers und -Lieferanten.</p>

	Der primäre Aufgabenbereich liegt in der Leitung verschiedener Projekte. Seit circa vier Jahren leitet die Person das Smart Meter-Einführungsprojekt des Unternehmens.
LF1	Die befragte Person ist seit circa neun Jahren für ein Energieversorgungsunternehmen tätig, das sich ausschließlich in der Marktrolle des Energielieferanten wiederfindet. Die Person begann seine Energiewirtschaftliche Karriere im Bereich der Energiebeschaffung und des Energiehandels. Später wurden sukzessive weitere Verantwortungsbereiche wie die Energieverrechnung, die IT und das Kundenservice übernommen. Seit circa drei Jahren ist die befragte Person Teil der Geschäftsführung und für den Vertrieb zuständig.

Tabelle 6: Qualifikation befragter Experten

4.2 Interviewleitfaden

Die Gespräche, die mit den Interviewpartnerinnen und Interviewpartnern geführt wurden, wurden mit Hilfe eines gemeinsamen Interviewleitfadens in semi-strukturierter Form organisiert. Aufgrund der theoretischen Ausarbeitungen der ersten beiden Kapitel dieser Arbeit, wurden in Kapitel 3 Hypothesen aufgestellt. Diese werden nun im Zuge der in diesem Kapitel beschriebenen Experteninterviews überprüft. Zur Durchführung dieses Vorgehens wurden zwei in der Literatur beschriebene Methoden angewendet. Die Erstellung des Interviewleitfadens wurde an die Beschreibungen von Vogt und Werner (2014) angelehnt. Die Ergebnisse der Interviews wurden durch eine qualitative Inhaltsanalyse, angelehnt an die Beschreibungen von Mayring (2015), ausgewertet.

4.2.1 Deduktive Kategorienbildung

In Anlehnung an Vogt und Werner (2014) wurde im ersten Schritt eine deduktive Kategorienbildung durchgeführt. Im Kapitel 3 wurden bereits die unterschiedlichen Themenaspekte aufgrund der theoretischen Ausarbeitungen kategorisiert. Zu diesen wurden Hypothesen aufgestellt. Dies diente in diesem Abschnitt als Basis für die Kategorienbildung, mit Hilfe derer später der Interviewleitfaden erstellt wurde. Außerdem greift die qualitative Inhaltsanalyse auf dieses Kategoriensystem zurück, um die Ergebnisse auszuwerten. Aus diesem Grund wird die Kategorienbildung auch nach dem von Mayring (2015) beschriebenen Prinzip der inhaltlichen Strukturierung durchgeführt. Darüber hinaus werden die aufgestellten Hypothesen den einzelnen Unterkategorien zugeordnet. Die nachfolgende Tabelle 7 zeigt die Kategorisierung der Themenaspekte und die Hypothesen, die von diesen Kategorien jeweils repräsentiert werden.

Hauptkategorien	Unterkategorien	Hypothesen
Rollout	Netzinfrastruktur	Hypothese A
	Personal und Personalmanagement	Hypothese B
Vertrags-/Preismodelle	Zeit-/Lastvariable Tarife (Preissignale)	Hypothese G
	Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen	Hypothese E, Hypothese F, Hypothese G
	Monatliche Abrechnung	Hypothese D, Hypothese G
	Prepayment	Hypothese G, Hypothese H
Prozessänderungen	Ein-/Abschaltungen	Hypothese C
	Ablesungen	Hypothese C
	Kundenservice	Hypothese I
Auswirkungen durch die Verfügbarkeit von Smart Meter-Daten	Planung der Netzauslastung	Hypothese J
	Planung der Energieproduktion	Hypothese K

Tabelle 7: Deduktive Kategorienbildung

4.2.2 Leitfaden: Netzbetreiber

Die nachfolgende Tabelle 8 stellt den Leitfaden für die Experteninterviews mit Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern von Netzbetreibern dar. Dabei wird jeweils eine Leitfrage angeführt, die durch dazugehörige inhaltliche Aspekte genauer definiert und im Gesprächsfluss durch Detailfragen erweitert wird.

Einleitung:

- Begrüßung, Erklärung des Ablaufes (Anonymität, Tonaufnahme etc.)

Tonaufnahme starten

- Vorstellung: Tätigkeitsbereich, Erfahrungsgrad des Interviewpartners, Schlüsseigenschaften des Unternehmens

Leitfrage 1	Inhaltliche Aspekte
<i>Wie verläuft der bisherige Smart Meter-Rollout in Ihrem Netzgebiet?</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Beginn, Fortschritt ▪ Personal (-Management) ▪ Bisherige Erfahrungen, Herausforderungen ▪ Feedback von Verbraucherinnen und Verbrauchern
Leitfrage 2	Inhaltliche Aspekte
<i>Welche Investitionen in die Netzinfrastruktur wurden bereits getätigt und welche Investitionen sind kurz- und langfristig geplant?</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netz ▪ Trafostationen ▪ Anderes?
Leitfrage 3	Inhaltliche Aspekte
<i>Wie hoch schätzen Sie die Nachfrage für gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen in den nächsten fünf Jahren ein?</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wie viele versorgen Sie bereits? ▪ Potenzial in Zukunft ▪ Tarife ▪ Langfristige Bedeutung für das Netz
Leitfrage 4	Inhaltliche Aspekte
<i>Welche Änderungen der Preis- und Vertragsmodelle erwarten Sie für die Zukunft?</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zeit-/lastvariable Tarife ▪ Preissignale
Leitfrage 5	Inhaltliche Aspekte
<i>Welches Potenzial bzw. welche Herausforderungen sehen Sie bei monatlichen Verbrauchsabrechnungen?</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Werden schon KundInnen monatlich abgerechnet? ▪ Herausforderungen ▪ Erkenntnisse (Vor-/Nachteile) ▪ Ausblick: Künftig nur noch monatlich?
Leitfrage 6	Inhaltliche Aspekte
<i>Welche Änderungen erwarten Sie aufgrund des durch Smart Metering möglichen Software Prepayment?</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vor-/Nachteile ▪ Wie viele Prepayment-Kunden versorgen Sie derzeit?

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wann/Wie genau wird bei Schlechtzahlern entschieden einen Prepayment-Vertrag zu fordern?
Leitfrage 7	Inhaltliche Aspekte
<p><i>Wie hoch war die personelle Belastung durch Ein- und Abschaltungen, sowie Ablesungen, bevor die ersten Smart Meter betrieben wurden und wie werden diese Prozesse mit Smart Meter abgewickelt?</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wie viel Personal hat man dafür? ▪ Wie hoch ist der Aufwand pro vor Ort Einsatz? ▪ Mit Smart Meter: Automatisierungsgrad, Sicherheitsaspekte (nur Einschaltbereit? Abschaltungen erlaubt?) ▪ Wie viele Ein-/Abschaltungen passieren? ▪ Wie oft wird abgelesen vs. wie oft Kundenablesung?
Leitfrage 8	Inhaltliche Aspekte
<p><i>Welche Funktionen werden in Ihrem Kundenportal angeboten und wie wirkt sich das Portal auf die Anfragen im Kundenservice aus?</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Änderung im Service spürbar? ▪ IME-Konfiguration möglich? ▪ Netz- vs. Lieferantenportal
Leitfrage 9	Inhaltliche Aspekte
<p><i>Welche Möglichkeiten sehen Sie durch die Verfügbarkeit der von Smart Meter gemessenen Verbrauchsdaten?</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erwartete IME-Rate? ▪ Erwartete OptOut-Rate? ▪ Irgendwann nur mehr IME? ▪ Analyse der Daten ▪ Engerer Kundenkontakt durch Kenntnis über Verbraucherverhalten

Leitfrage 10

Abgesehen von den besprochenen Aspekten, welche Änderungen, Auswirkungen, Potenziale könnten Ihrer Meinung nach durch den Einsatz von Smart Metering in Erscheinung treten?

Tabelle 8: Interviewleitfaden: Netzbetreiber

4.2.3 Leitfaden: Lieferant

Für die Befragung des Energielieferanten ohne Netzbetreiberbezug wurde ein separater Leitfaden erstellt, da sich die für dieses Segment relevanten Themenaspekte zum Teil nicht mit jenen der Netzbetreiber überschneiden. Die nachfolgende Tabelle 9 stellt den Leitfaden für die Experteninterviews mit Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern von Energielieferanten dar. Wie im Leitfaden für die Netzbetreiber wird jeweils eine Leitfrage angeführt, die durch dazugehörige inhaltliche Aspekte genauer definiert und im Gesprächsfluss durch Detailfragen erweitert wird. Der Leitfaden ähnelt inhaltlich grundsätzlich jenem für die Netzbetreiber.

Einleitung:

- Begrüßung, Erklärung des Ablaufes (Anonymität, Tonaufnahme etc.)

Tonaufnahme starten

- Vorstellung: Tätigkeitsbereich, Erfahrungsgrad des Interviewpartners, Schlüsseleigenschaften des Unternehmens

Leitfrage 0 (Gesprächseröffnung)	Inhaltliche Aspekte
<i>Wie erleben Sie den Smart Meter-Rollout bisher mit? Hatten Sie als Energielieferant bereits merkliche Kontaktpunkte mit Smart Meter-Kundinnen und -Kunden?</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bisherige Erfahrungen, Herausforderungen ▪ Feedback von Verbraucherinnen und Verbrauchern
Leitfrage 1	Inhaltliche Aspekte
<i>Wie hoch schätzen Sie die Nachfrage für gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen in den nächsten fünf Jahren ein?</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wie viele versorgen Sie bereits? ▪ Potenzial in Zukunft ▪ Tarife ▪ Langfristige Bedeutung für das Netz
Leitfrage 2	Inhaltliche Aspekte
<i>Welche Änderungen der Preis- und Vertragsmodelle erwarten Sie für die Zukunft?</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zeit-/lastvariable Tarife ▪ Preissignale
Leitfrage 3	Inhaltliche Aspekte
<i>Welches Potenzial bzw. welche Herausforderungen sehen Sie bei monatlichen Verbrauchsabrechnungen?</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Werden schon KundInnen monatlich abgerechnet? ▪ Herausforderungen ▪ Erkenntnisse (Vor-/Nachteile) ▪ Ausblick: Künftig nur noch monatlich?

Leitfrage 4	Inhaltliche Aspekte
<i>Welche Änderungen erwarten Sie aufgrund des durch Smart Metering möglichen Software Prepayment?</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vor-/Nachteile ▪ Wie viele Prepayment-Kunden versorgen Sie derzeit? ▪ Wann/Wie genau wird bei Schlechtzahlern entschieden einen Prepayment-Vertrag zu fordern?
Leitfrage 5	Inhaltliche Aspekte
<i>Welche Prozessänderungen bei der Anforderung von Ein-/Abschaltungen und Ablesungen erwarten Sie aufgrund der Einführung von Smart Metering?</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wie lange sind die Wartezeiten bis zur tatsächlichen Ein-/Abschaltung? ▪ Wie viele Ein-/Abschaltungen passieren?
Leitfrage 6	Inhaltliche Aspekte
<i>Welche Funktionen werden in Ihrem Kundenportal angeboten und wie wirkt sich das Portal auf die Anfragen im Kundenservice aus?</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Änderung im Service spürbar?
Leitfrage 7	Inhaltliche Aspekte
<i>Welche Möglichkeiten sehen Sie durch die Verfügbarkeit der von Smart Meter gemessenen Verbrauchsdaten?</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erwartete IME-Rate? ▪ Erwartete OptOut-Rate? ▪ Irgendwann nur mehr IME? ▪ Analyse der Daten ▪ Engerer Kundenkontakt durch Kenntnis über Verbraucherverhalten
Leitfrage 8	Inhaltliche Aspekte
<i>Abgesehen von den besprochenen Aspekten, welche Änderungen, Auswirkungen, Potenziale könnten Ihrer Meinung nach durch den Einsatz von Smart Metering in Erscheinung treten?</i>	

Tabelle 9: Interviewleitfaden: Lieferant

4.3 Vorbereitung der qualitativen Inhaltsanalyse

Wie im Kapitel 4.2 bereits beschrieben wurde die Auswertung der qualitativen Interviews mit Hilfe der qualitativen Inhaltsanalyse nach Mayring (2015) durchgeführt. Im folgenden Abschnitt wird

diese Methodik grundlegend erklärt, bevor die Durchführung der Inhaltsanalyse im darauffolgenden Abschnitt erläutert wird.

4.3.1 Methodik der Auswertung

Die qualitative Inhaltsanalyse nach Mayring (2015) findet in mehreren Schritten statt. Im ersten Schritt wird das Ausgangsmaterial bestimmt, indem festgelegt wird, welches Sprachmaterial ausgewertet werden soll und aus welchen Quellen dieses stammt. Es wird erläutert unter welchen Bedingungen das Material produziert wurde und in welcher Form es vorliegt. Im zweiten Schritt wird die Fragestellung definiert, nach der das vorhandene Material interpretiert wird beziehungsweise was das Ergebnis der Auswertung sein soll. Zudem wird der Bezug auf die der Fragestellung zugrundeliegende Theorie hergestellt.

4.3.2 Festlegung des Materials

Wie bereits im Kapitel 4.1 beschrieben wurden fünf Expertinnen und Experten befragt, die für österreichische Energieversorgungsunternehmen tätig sind und Bezug zu den jeweils durchgeführten Smart Meter-Einführungsprojekten haben. Die genaue Aufteilung der Stichprobe kann dort nachgelesen werden. Da die Interviews mit Hilfe eines Gesprächsleitfadens durchgeführt wurden, dessen Fragen bereits auf ein zuvor aufgestelltes Kategoriensystem basieren, kann bei der Auswertung pro Leitfrage jeweils Bezug auf die zugrundeliegende Hypothese genommen werden.

4.3.3 Analyse der Entstehungssituation

Die bei Versorgungsunternehmen tätigen Expertinnen und Experten wurden vom Autor dieser Arbeit kontaktiert und um Teilnahme bei der Befragung zum Thema „Wirtschaftliche Auswirkungen von Smart Metering auf die österreichische Energiebranche“ gebeten. Die Teilnahme war also freiwillig. Nach Zusage der kontaktierten Personen wurde der in den Abschnitten 4.2.2 beziehungsweise 4.2.3 beschriebene Interviewleitfaden an die Beteiligten ausgesendet. Danach erhielten diese zumindest sieben Tage Zeit, um sich auf das Gespräch vorzubereiten. Der Autor dieser Arbeit stand in diesem Zeitraum auch für etwaige Rückfragen zur Verfügung. Die Gespräche fanden schließlich via Telefonkonferenz-Software statt.

4.3.4 Formale Charakteristika des Materials

Die Gespräche wurden mit Hilfe der verwendeten Telefonkonferenz-Software aufgezeichnet. Eine vollständige Transkription des Audiomaterials fand nicht statt. Gesprächspassagen, die im Abschnitt 4.4 direkt zitiert wurden, wurden wortwörtlich aus den Gesprächen übernommen. Es wurden dabei keine grammatikalischen Korrekturen oder ähnliches vorgenommen. Da die interviewten Personen zum Teil in Mundart sprachen wurde festgelegt, dass Wörter aus dem Dialekt in die Schreibsprache übersetzt werden dürfen. Innerhalb eines Zitats können Sätze und

Halbsätze, die für die Aussage keinen sinngemäßen Nutzen beitragen durch „[...]“ ersetzt werden.

4.3.5 Richtung der Analyse

Wie bereits beschrieben soll die Analyse die im Kapitel 3 aufgestellten Hypothesen überprüfen und dadurch auch die allgemeine Forschungsfrage dieser Arbeit, beschrieben im Kapitel 1.8, beantworten. Die befragten Personen wurden in den Interviews dazu angeregt über ihre Erfahrungen im Bereich der Energieversorgung und ihre Einschätzungen zur zukünftigen Entwicklung des Marktes zu berichten. Die Ergebnisse dieser Analyse sollen also Aussagen über die Fachdomäne darstellen, die die Auswirkungen von Smart Metering widerspiegeln.

4.3.6 Theoriegeleitete Differenzierung der Fragestellung

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten qualitativen Befragungen wurden mit Expertinnen und Experten der Energiebranche abgehalten. Wie bereits beschrieben wurden die Fragen, die den Probandinnen und Probanden gestellt wurden, bereits auf Hypothesen bezogen, die aufgrund der theoretischen Ausarbeitungen dieser Arbeit aufgestellt wurden. Die Verbindung zwischen der Theorie und den einzelnen Fragen wird im Kapitel 3 beschrieben. Die Grundaussage der Theorie zum Thema Smart Metering ist, dass trotz eines hohen finanziellen Aufwandes vor Allem Vorteile in Hinsicht auf Effizienz und Transparenz relevant sind. Die Auswirkungen von Smart Metering sind demnach einerseits monetärer Natur, also Kosten, die hauptsächlich bei Netzbetreibern im Zuge der Smart Meter-Einführung auftauchen und sich in weiterer Folge in den Netznutzungsgebühren der Verbraucherinnen und Verbraucher widerfinden, sowie prozessuale Veränderungen, die Ressourcen schonen werden. Andererseits handelt es sich um Auswirkungen auf den Energiemarkt, im Sinne von Änderungen in Vertragsmodellen, transparenzschaffende Dienstleistungen für Verbraucherinnen und Verbraucher, sowie Effizienzsteigerungen für Versorgungsunternehmen durch die Verfügbarkeit von Daten. Die nachfolgende Tabelle 10 fasst die im Kapitel 3 aufgestellten Hypothesen zusammen.

Bezeichnung	Hypothese
Hypothese A	Für österreichische Netzbetreiber besteht aufgrund der Einführung von Smart Metering laut IME-VO die Notwendigkeit von Netzausbauten, um das Konzept eines AMCS umsetzen zu können und ausreichend Kapazitäten für eine zukünftig steigende Netzbelastung vorweisen zu können.
Hypothese B	Die österreichischen Verteilnetzbetreiber können den von der Gesetzgebung vorgegebenen Zeitplan zum Smart Meter-Rollout nur mit Hilfe von externem Monteurpersonal und Work Force Management Systemen einhalten.

Hypothese C	Die finanziellen Einsparungen durch Prozessverbesserungen, die durch den Betrieb von Smart Metering ermöglicht werden, sind für Energieversorgungsunternehmen relevant.
Hypothese D	Eine flächendeckende monatliche Verbrauchsabrechnung stellt Energieversorgungsunternehmen vor organisatorische und technische Herausforderungen.
Hypothese E	Die Nachfrage für gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen nach EIWOG 2010 §16a wird Experteneinschätzungen zufolge in den kommenden fünf Jahren stark ansteigen.
Hypothese F	Eine hohe Dichte von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen nach EIWOG 2010 §16a bedeutet eine relevante Entlastung für die österreichischen Verteilnetze.
Hypothese G	Experteneinschätzungen zufolge wird sich die Preismodelllandschaft aufgrund der Einführung von Smart Metering und der damit einhergehenden Verbreitung von gemessenen Lastprofilen bei Privatkundinnen und Privatkunden verändern.
Hypothese H	Die durch Smart Metering entstandene Möglichkeit von Software Prepayment hat Experteneinschätzungen zufolge eine erhöhende Auswirkung auf die Anzahl der Prepayment-Kunden.
Hypothese I:	Die Ressourcenbelastung im Kundenservice der Energieversorgungsunternehmen wird laut Experteneinschätzungen durch den Einsatz von Web-Portalen für Kundinnen und Kunden sinken, da mit deren Hilfe Transparenz geschaffen und Informationen zur Verfügung gestellt werden.
Hypothese J	Die Verfügbarkeit von flächendeckend gemessenen Lastprofilen unterstützt Verteilnetzbetreiber bei der Planung der Netzauslastung.
Hypothese K	Die Verfügbarkeit von flächendeckend gemessenen Lastprofilen unterstützt Energieerzeuger bei der Planung der Produktion.

Tabelle 10: Im Rahmen dieser Arbeit aufgestellte Hypothesen

4.3.7 Ablaufmodell der Analyse

In den letzten Abschnitten wurden Schritte beschrieben, die die Grundlage für die Inhaltsanalyse bieten. Der Ablauf umfasst also die Festlegung des Materials, die Analyse der Entstehungssituation, formale Charakteristika des Materials, die Richtung der Analyse und die theoriegeleitete Differenzierung der Fragestellung. Als Analysetechnik wird eine Kombination aus Strukturierung und Zusammenfassung des Materials gewählt. Pro Hauptkategorie laut Tabelle 7, und in weiterer Folge pro Hypothese, werden Informationen aller Interviews zusammengefasst, die die Einschätzungen der Expertinnen und Experten repräsentieren. Die Aussagen werden im Rahmen der Auswertung sinngemäß oder wörtlich wiedergegeben.

4.4 Ergebnisse

Im letzten Abschnitt 4.3 wurde der Ablauf der qualitativen Inhaltsanalyse beschrieben. In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse beschrieben, die daraus entstanden sind. Wie im Abschnitt 4.3.7 beschrieben werden pro Hauptkategorie, und in weiterer Folge pro Hypothese, Aussagen der befragten Expertinnen und Experten zusammengefasst. Die folgenden Abschnitte spiegeln die Hauptkategorien wider. Darin wird auf die einzelnen Hypothesen eingegangen.

4.4.1 Rollout

Dieser Abschnitt beschreibt die Ergebnisse der Befragungen in Bezug auf den Rollout, also der Verteilung der Smart Meter im Netzgebiet. Zwei der vier befragten Netzbetreiber, NB2 und NB4, haben zum Zeitpunkt der Befragung bereits über 95 Prozent der in ihrem Netz befindlichen Verbrauchsstellen mit neuen Zählern ausgestattet. Der Status bei NB3 steht ebenfalls bereits weit über 50 Prozent, während sich NB1 am Ende eines Probebetriebes mit einigen hundert Zählern befindet.

4.4.1.1 Netzinfrastuktur

In Bezug auf die Netzinfrastuktur wurde die folgende Hypothese A aufgestellt.

Für österreichische Netzbetreiber besteht aufgrund der Einführung von Smart Metering laut IME VO die Notwendigkeit von Netzausbauten, um das Konzept eines AMCS umsetzen zu können und ausreichend Kapazitäten für eine zukünftig steigende Netzbelastung vorweisen zu können.

Die befragten Netzbetreiber verwenden derzeit durchwegs unterschiedliche Kommunikationstechnologien. Für die Second-Mile, also den Weg zwischen dem Zentralsystem und der Trafostation, werden sowohl Funktechnologien als auch Lichtwellenleiter eingesetzt. So verwendet NB1 ein selbst betriebenes und neu errichtetes Funknetz, welches eine sehr hohe Investition darstellt. NB2 und NB3 nutzen derzeit ebenfalls Funktechnologien. Beide äußerten

jedoch, dass zukünftig Lichtwellenleiter eingesetzt werden könnten. NB2 ist aktuell bereits dabei dies verstärkt zu etablieren.

Alle Netzbetreiber bestätigten, dass zur Gewährleistung der Kommunikationsmöglichkeit mit den intelligenten Messgeräten Vorkehrungen in Transformatorstationen getroffen werden müssen. So werden Gateways montiert, die als Kommunikationsschnittstelle zwischen dem Zentralsystem und den Zählern fungieren. Des Weiteren werden so genannte Datenkonzentratoren eingerichtet, die Kommunikationspakete von unterschiedlichen Quellen zusammensammeln und in gebündelter Form an ihre Ziele weiterleiten.

Die Last-Mile, also die Strecke zwischen der Transformatorstation und den Verbrauchsstellen, wird von NB1 und NB2 via „Power line communication“, PLC, überwunden. Die Datenkommunikation findet also direkt über die Stromleitung statt. NB2 gab als Vorteil dieser Technologie an, dass diese von Kundinnen und Kunden im Hinblick auf Ökologie und Datenschutz weit weniger kritisch gesehen wird und stellt fest, „das Thema Strahlung und so weiter ist damit schon ausgeschlossen.“ NB3 und NB4 setzen in diesem Bereich auf spezielle Funktechnologien. Um die Strahlenbelastung zu minimieren, kommunizieren die Zähler jedoch nicht direkt über ein Mobilfunknetz, sondern über geeignetere Funkstandards. So verbinden sich die Messgeräte direkt mit den Datenkonzentratoren. Ist die Entfernung dorthin zu groß, können sich benachbarte Smart Meter zu Netzwerken verbinden, sodass die Konnektivität aufgrund der Reichweite durch den Zusammenschluss sichergestellt ist.

In Bezug auf infrastrukturelle Ausbauten des Elektrizitätsnetzes wurde von allen befragten Netzbetreibern angegeben, dass aufgrund von Smart Metering keine oder nur sehr geringe Investitionen getätigt werden müssen. Verwandte Themen wie die Verbreitung von erneuerbaren Energiequellen und Elektromobilität sind jedoch sehr wohl Auslöser für Netzerweiterungen. Zur steigenden Dichte von privat betriebenen Photovoltaikanlagen bestätigte NB1:

„Niederspannungsnetze waren aber auf das natürlich nicht ausgerichtet.“

Wo möglich wird versucht, solche Netzausbautätigkeiten voraussichtlich im Zuge von laufenden Wartungsarbeiten mit zu berücksichtigen. So gibt NB4 beispielsweise an, dass daran gearbeitet wird, Freileitungen durch unterirdische Verkabelungen zu ersetzen. Um auf zukünftige Anforderungen vorbereitet zu sein, werden dabei bereits weitaus höhere Kapazitäten vorgesehen, als derzeit benötigt werden würden.

NB2 identifiziert die Ursache für die Notwendigkeit von Netzausbauten wie folgt.

„Die erneuerbaren Energien haben bei uns noch nicht wirklich Einfluss auf den Netzausbau gehabt, aber die Elektromobilität hat sehr großen Einfluss auf den Netzausbau.“

Drei der vier befragten Netzbetreiber gaben explizit an, dass vor allem die steigende Nachfrage zur Elektromobilität eine Herausforderung darstellt. Die dadurch geforderte hohe Anschlussleistung der Verbrauchsstellen sorgt für Lastspitzen, auf die weite Teile der Niederspannungsnetze bislang nicht vorbereitet sind.

Zusammengefasst sind sich die Expertinnen und Experten einig, dass zur Herstellung eines Kommunikationsnetzwerkes Investitionen zwingend notwendig sind. Die Errichtung eines Advanced Meter Communication System ist darauf angewiesen und kann daher nicht ohne Investitionen betrieben werden. Der Ausbau von Netzkapazitäten ist zwar nicht unmittelbar aufgrund von Smart Metering notwendig, jedoch aufgrund von anderen künftigen Marktänderungen, die dem Energiewandel zuzuordnen sind. Ein Beispiel dafür ist die steigende Verbreitung von erneuerbaren Energiequellen oder der Elektromobilität. Die zu überprüfende Hypothese A wird durch die Aussagen der befragten Expertinnen und Experten nicht widerlegt.

4.4.1.2 Personal und Personalmanagement

In Bezug auf das Personal, das für den Rollout herangezogen wird und die Organisation dieser Arbeitskräfte wurde die folgende Hypothese B aufgestellt.

Die österreichischen Verteilnetzbetreiber können den von der Gesetzgebung vorgegebenen Zeitplan zum Smart Meter-Rollout nur mit Hilfe von externem Monteurpersonal und Work Force Management Systemen einhalten.

In Bezug auf die Organisation der Ausstattung von Verbrauchstellen mit intelligenten Messgeräten, ist eine Abhängigkeit zur Anzahl der im Netz des Verteilnetzbetreibers zu tauschenden Zählern zu erkennen. Die Expertinnen und Experten haben daher sehr unterschiedliche Aussagen getroffen. NB4 ist unter den befragten Personen jene, deren Arbeitgeber die geringste Anzahl an Verbrauchsstellen mit Zählern ausstatten musste. Da weniger als 10.000 Smart Meter verbaut werden mussten, konnte die Koordinierung der fünf eingesetzten Monteurinnen und Monteure ohne Softwareunterstützung durchgeführt werden. Diese Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, die dem Versorgungsunternehmen langfristig angehören, notierten die benötigten Informationen zu den Zählertäuschen auf Papier, bevor diese im Nachhinein in das zentrale Informationssystem eingepflegt wurden. Auf diese Weise wurden pro Monat bis zu 420 Zähler getauscht. Aufgrund der geringen Verbrauchsstellenanzahl wurde dieses Vorgehen als effizient wahrgenommen.

NB2 und NB3 sind für mittelgroße Netzbetreiber mit zwischen 20.000 und 50.000 Verbrauchsstellen tätig. Beide gaben an, der Rollout wurde gebietsweise durchgeführt. Aus der eingesetzten Geräteverwaltungs- und Abrechnungssoftware wurden Abrechnungsgebiete ausgewählt und die zugehörigen Verbrauchsstellen für den Rollout verplant. Dazu wurden Tauschaufträge auf Mobilgeräte geladen, mit denen die Monteurinnen und Monteure die entsprechenden Anlagen aufsuchten. Vor Ort wurde der Zählertausch digital erfasst. Im Nachgang, beispielsweise am Ende des Arbeitstages, wurden diese Daten in das zentrale Informationssystem importiert. Beide sagten aus, dass der Rollout ohne zusätzliche externe Monteurinnen und Monteure durchgeführt werden konnte. NB2 gab an, dass mit zwei Monteurinnen beziehungsweise Monteuren 2.000 bis 3.000 Zähler pro Jahr getauscht werden konnten. Die gesetzlich vorgegebenen Fristen können von NB2 und NB3 voraussichtlich eingehalten werden.

NB1 ist für den größten der befragten Netzbetreiber tätig. Der Rollout für die weit über 100.000 Verbrauchsstellen steht noch in der Anfangsphase. Da sehr viele Zählertausche durchzuführen sind, wird sehr viel Wert auf optimierte Prozesse gelegt.

„Es beginnt bei Logistikprozessen. Wenn Zähler angeliefert werden, was macht man mit den Zählern? In welche Lager schafft man die? Wie kommen die letztendlich zu den Monteuren? Bis hin zu den Rolloutprozessen. Also, wer rollt bei uns aus? Wie machen wir das? Mit welchen Systemen? Mit welchen Prozessen? Und natürlich alle Prozesse dahinter. Kunden müssen weiter abgerechnet werden et cetera.“

Um diese Prozesse und alle beteiligten Systeme ausreichend zu testen wurde ein Proberollout mit einigen hundert Zählern durchgeführt. Im zweiten Schritt werden innerhalb eines halben Jahres in etwa 8.000 Smart Meter im Netz verteilt. In der finalen Ausbaustufe sollen letztendlich bis zu 1.000 Zähler pro Tag getauscht werden. Dies wird fast ausschließlich mit externem Monteurpersonal stattfinden, die von einem Dienstleistungsunternehmen angeheuert werden. Insgesamt sollen in etwa 100 Arbeitskräfte eingesetzt werden.

Der Koordinierungsaufwand ist in diesem Ausmaß nicht mehr manuell zu bewältigen. Es wird daher ein Planungswerkzeug zugekauft. Es handelt sich dabei um ein Softwaresystem, dem paketweise Netzanlagen übergeben werden und das diese aufgrund von geographischen Gesichtspunkten einzelnen Monteurinnen und Monteuren zuordnet und optimierte Routen erstellt. Die Monteurinnen und Monteure erhalten die ihnen zugeordneten Aufträge auf ein Mobilgerät und wissen so welche Adresse als nächstes angefahren werden soll. Der Zählertausch wird dort durchgeführt, die entsprechenden Informationen in das Mobilgerät eingetragen und der Auftrag geschlossen. Danach wird das Auftragsergebnis an das zentrale Informationssystem übertragen und dort automatisiert in den Datenbestand eingepflegt. Die Monteurin, respektive der Monteur, sieht währenddessen den nächsten Tauschauftrag und kann sein nächstes Ziel anfahren.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Herangehensweisen der verschiedenen Netzbetreiber an den Smart Meter-Rollout sehr unterschiedlich sind. Auffällig ist, dass mit einer steigenden Anzahl von Verbrauchsstellen im Gebiet eines Netzbetreibers ein steigender Prozessoptimierungsgrad angestrebt wird. Die Vorgehensweisen der befragten Netzbetreiber reichen von vollständig manuell bis zu einem hohen Grad an softwaretechnischen Optimierungen und Automatisierungen durch ein Work Force Management System. Aufgrund der Befragungen kann festgestellt werden, dass Hypothese B nicht allgemeingültig ist. Sie kann zumindest für kleine und mittelgroße Netzbetreiber widerlegt werden.

4.4.2 Vertrags- und Preismodelle

Dieser Abschnitt beschreibt Ergebnisse in Bezug auf Auswirkungen vertraglicher Natur. Es wurden fünf Hypothesen in diesem Bereich aufgestellt, die die monatliche Verbrauchsabrechnung, die gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen, die Preismodelllandschaft und das Prepayment umfassen. Im Zuge der Interviews wurde beobachtet, dass die getroffenen Aussagen mit dem Rolloutfortschritt zusammenhängen. So erklärte NB3, dass im eigenen

Unternehmen noch keine neuen Tarife aufgrund von Smart Metering entwickelt wurden, da der Rollout noch nicht abgeschlossen ist.

„In unserem Unternehmen ist es so, dass das erst dann zu tragen kommt, wenn wir wirklich alle mit Smart Meter bestückt haben. Da geht es auch um die Gleichbehandlung aller Kunden. Weil ich kann dem einen Kunden dann dieses Produkt anbieten und dem nächsten nicht.“

4.4.2.1 Monatliche Verbrauchsabrechnung

In Bezug auf die monatliche Verbrauchsabrechnung wurde die folgende Hypothese D aufgestellt.

Eine flächendeckende monatliche Verbrauchsabrechnung stellt Energieversorgungsunternehmen vor organisatorische und technische Herausforderungen.

Zum Thema „monatliche Verbrauchsabrechnung“ wurden einheitliche Antworten aller Teilnehmer aufgenommen. Alle Expertinnen und Experten sind sich einig, dass die monatliche Verbrauchsabrechnung für Energieversorgungsunternehmen grundsätzlich einfach realisierbar ist. In der Vergangenheit konnte man sich bereits sehr gut darauf vorbereiten, da Großkunden seit längerem schon monatlich abgerechnet werden. Der Aufwand dies auch für Kleinkunden durchzuführen stellt laut NB1 keine große Herausforderung dar.

„Für den Netzbetreiber und den Energielieferanten hält sich die Herausforderung in Grenzen, weil es ja grundsätzlich vom Prozess und vom System her geht. Da schaut man im Prinzip nur darauf, dass die Last, also sprich die Abrechnungslast, die auf den Systemen liegt, dann durchaus ein Bisschen verteilt wird. Das heißt man will nicht, jetzt alle Kunden am 31.12. abrechnen, sondern man wird das zum Beispiel auf das Monat verteilen, wenn wirklich die große Menge an monatlichen Abrechnungen kommt.“

Diese Aussage gilt unter der Voraussetzung, dass die Rechnungen elektronisch an die Kundinnen und Kunden übermittelt werden können. Verbraucherinnen und Verbraucher haben die Möglichkeit zwischen einer elektronischen Rechnung und einer Papierrechnung zu wählen. Eine elektronische Rechnung bedeutet, dass die Rechnung per E-Mail an die Verbraucherin, respektive den Verbraucher, übermittelt wird, oder diese in einem Web-Portal zur Verfügung steht. Eine Papierrechnung bedeutet, dass das Energieversorgungsunternehmen die Rechnungen ausdrucken und postalisch an die Verbraucherinnen und Verbraucher versenden muss. Flächendeckende monatliche Abrechnungen mit Papierrechnungen würden nicht nur einen hohen administrativen Aufwand bedeuten, sondern vor Allem auch hohe Kosten für Papier und Versand verursachen. So erklärte NB4, dass der Versand von Papierrechnungen erhebliche Probleme verursachen würde, wenn flächendeckend monatlich abgerechnet werden würde.

„Wirklich monatlich dann Rechnungen zu verschicken, das wäre ein riesen Aufwand für uns.“

NB4 legte sich des Weiteren darauf fest, dass eine monatliche Abrechnung nur mit digitalen Rechnungen sinnvoll ist.

„Also von daher glaube ich, dass das nur digital wirklich sinnvoll ist.“

Auch NB3 betonte, dass die derzeitige Verbreitung von Papierrechnungen bei einer flächendeckenden monatlichen Abrechnung problematisch wäre.

„Wir haben einen sehr geringen Anteil von Kunden, wo wir die Abrechnung per E-Mail schicken. Das heißt ich muss monatlich Rechnungen ausschicken. Das ist erstens ein relativ hoher Arbeitsaufwand und zweitens ein Kostenfaktor.“

Vier von fünf Teilnehmerinnen und Teilnehmern gaben bekannt, dass sie noch keine Kleinkundinnen und -Kunden monatlich abrechnen, da dies bislang noch nicht nachgefragt wurde. NB1 gab hierzu folgendes an.

„Aktuell haben wir noch keinen, der auf monatliche Rechnung gewechselt hat. Ich glaube den Kunden ist das aber auch gar nicht bewusst, dass das überhaupt funktioniert.“

Einzig LF1, die Person, die für einen Energielieferanten ohne Netzbetreiberbezug tätig ist, gab an, dass schon Privatkundinnen und Privatkunden monatlich abgerechnet werden. Dies kommt jedoch lediglich daher, dass alle Verbrauchsstellen mit Lastprofilzähler monatlich abgerechnet werden. Wenn Privatpersonen in ein Gebäude einziehen, in dem zuvor ein Gewerbekunde mit Lastprofilzähler tätig war und dieser Zähler vom Netzbetreiber nicht ausgetauscht wurde, wird diese Verbrauchsstelle weiterhin monatlich abgerechnet.

Eine Herausforderung, die auf einige Verbraucherinnen und Verbraucher durch eine monatliche Abrechnung zukommen würde, dieser Punkt wurde von allen befragten Expertinnen und Experten genannt, ist der hohe Verbrauchskostenunterschied zwischen den Sommer- und Wintermonaten für Haushalte, die Elektroheizungen beziehungsweise Wärmepumpen betreiben. Die Rechnungen in den Wintermonaten würden für diese Kundinnen und Kunden so hoch sein, erklärte NB3,

„dass der Kunde das gar nicht alles bezahlen kann, sodass da ganz massive finanzielle Probleme auf die einzelnen Kunden zukommen. Derzeit ist es ja so, mit den Teilzahlungen, da werden ja die hohen Zahlungen, die im Winter fällig werden, werden ja über die Teilzahlungen im Sommer ausgeglichen. [...] Das ist etwas, dass, glaube ich, sehr, sehr viele Menschen vor Probleme stellt.“

Dennoch erwarten sich NB2 und NB3, dass die Gesetzgebung eine monatliche Verbrauchsabrechnung vorschreiben wird sobald der Rollout weit genug fortgeschritten ist und damit die technischen Voraussetzungen gegeben sind. NB2 erklärte folgendes.

„Ich glaube, dass das früher oder später Gesetz wird. Ich glaube, dass wenn der Rollout von den Smart Metern so weit fortgeschritten ist, dass der Gesetzgeber verordnen kann, dass Strom monatlich abgerechnet werden muss, weil auch die technischen Voraussetzungen da sind, glaube ich, dass das

verordnet wird. Ich glaube, dass das ähnlich wie im Telekommunikationsbereich früher oder später Usus ist, dass Sie eine Monatsrechnung bekommen, auch für Strom.“

Weiters erklärte NB2 folgendes, auf die Nachfrage, ob die monatliche Verbrauchsabrechnung Vor- oder Nachteile für Energieversorgungsunternehmen oder Kundinnen beziehungsweise Kunden haben würde:

„Es wird eine Zeit der Umstellung brauchen, wo es für die Kunden ein bisschen schwieriger ist. Natürlich ist der Aufwand für den Netzbetreiber, der ja im Endeffekt dann die Rechnungen erstellen muss und versenden muss, größer. Natürlich hat man auch Vorteile für den Netzbetreiber. Zum Beispiel Nachzahlungen, die sich über ein Jahr anhäufen können und so weiter, die wird es dann nicht geben. Das große Nachfordern aus dem Inkasso wird vielleicht ein bisschen einfacher. Also da gibt es sicher auch Vorteile für den Netzbetreiber. Bilanzierung wird einfacher sein, weil man jahresgenau bilanzieren kann. Für den Kunden wird es so sein, als Beispiel, wenn jemand eine Wärmepumpe betreibt: Dann ist das ganz einfach so, dass er wahrscheinlich bei den Winterrechnungen, also in den Wintermonaten, ganz einfach 60, 70 Prozent, vielleicht, höhere Rechnungen bekommt, wie im Sommer. Sommer niedriger. Derzeit mit diesen Abschlagszahlungen, den Teilzahlungsbeträgen, die gerechnet werden, verteilt sich das über das ganze Jahr. Also da sehe ich sicher in den ersten Jahren ein Problem. Die Kunden werden damit umgehen lernen müssen. Aber prinzipiell, glaube ich, wird das kommen.“

Neben NB2 äußerte auch NB3, dass die monatliche Verbrauchsabrechnung in Zukunft wohl gesetzlich verordnet werden wird.

Zusammenfassend kann erwähnt werden, dass die eingesetzten Verrechnungssysteme der teilnehmenden Versorgungsunternehmen monatliche Abrechnungen durchführen können. Die steigende Systemlast und der erhöhte Arbeitsaufwand durch eine flächendeckende monatliche Abrechnung werden im Allgemeinen von keinem Experten und keiner Expertin kritisch gesehen, sofern die Übermittlung der Rechnungen an die Verbraucherinnen und Verbraucher nicht in Papierform, sondern digital stattfindet. Derzeit ist diese Voraussetzung jedoch noch nicht gegeben. Daher kann die Hypothese aus heutiger Sicht noch nicht widerlegt werden. Sinkt die Anzahl von Kundinnen und Kunden, die Papierrechnungen erhalten, zumindest so schnell, wie die Anzahl von Kundinnen und Kunden, die monatlich abgerechnet werden wollen, so könnte Hypothese D zukünftig widerlegt werden.

Zusätzlich kann festgehalten werden, dass alle befragten Expertinnen und Experten finanzielle Herausforderungen durch monatliche Verbrauchsabrechnungen für einzelne Verbraucherinnen und Verbraucher sehen. Dennoch wird eine Verordnung des Konzeptes erwartet.

4.4.2.2 Nachfrage der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen

In Bezug auf die Nachfrage von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen wurde die folgende Hypothese E erstellt.

*Die Nachfrage für gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen nach EIWOG 2010 §16a wird
Experteneinschätzungen zufolge in den kommenden fünf Jahren stark ansteigen.*

Das Konzept der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen ist erst seit sehr kurzer Zeit, seit 27. Juli 2017, gesetzlich verankert. Daher ist die aktuelle Nachfrage zum Teil noch sehr gering. Vor allem im ländlichen Bereich wird sich dies voraussichtlich in den nächsten Jahren nicht stark verändern. Die Vorteile der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen sind in städtischen Gebieten stärker spürbar, da dort eine höhere Dichte an Mehrparteienhäusern vorherrscht. NB1, tätig für einen Netzbetreiber mit weitgehend ländlichen Netzgebiet, das aber auch städtische Gebiete beinhaltet, erklärte hierzu folgendes.

„Die gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen haben einen großen Vorteil, beziehungsweise, begünstigen ein gewisses Klientel bei uns. Das sind eben Kunden, die in Mehrparteienhäusern leben. Bisher war es ja nicht möglich, oder nur ganz schwer möglich, dass man auf Mehrparteienhäusern PV-Anlagen montiert, sodass die eigentlichen Bewohner, egal ob das jetzt Mieter oder Eigentümer der Liegenschaften [sind] davon auch profitieren haben können. Das heißt, man hätte zwar PV-Anlagen montieren können, aber das wäre eins zu eins in den Überschuss reingegangen und die eigentlichen Mieter hätten natürlich davon nichts gehabt. Das heißt das Potential ist vor allem im großen urbanen und mittleren urbanen Gebiet natürlich ein großes Thema.“

NB3, tätig für einen Netzbetreiber mit teils städtischem und teils ländlichem Netzgebiet bestätigt die vorangehende Aussage von NB1.

„In den ländlichen Strukturen von unserem Netzgebiet wird das eher sehr, sehr wenig sein, glaube ich, weil, da gibt es wenige Wohnblocks. Da gibt es hauptsächlich Einfamilienhäuser [...]“

NB2, tätig für einen Netzbetreiber mit städtischem Netzgebiet nannte noch weitere Rahmenbedingungen, die die Nachfrage von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen beeinflussen.

„Ich glaube das muss man jetzt schon auch ein bisschen davon abhängig machen in welchem Bereich man wohnt, wie auch der politische Wille dazu ist, wie das Fördersystem ist. Das ist ja zum Beispiel in Österreich auch von Bundesland zu Bundesland zum Beispiel verschieden.“

Des Weiteren nannte NB1 auch den derzeit niedrigen Energiepreis als Grund für die noch geringe Nachfrage.

„Das Potential, wie gesagt, ist sehr hoch. Das Problem ist nur, damit das Potential auch gehoben werden kann muss der Kunde mitspielen. Das heißt, der Kunde muss einen sehr großen Vorteil daraus ziehen. Der Kunde muss entweder persönlich interessiert daran sein, aber von selbst wird das Ganze nicht funktionieren. [...] Die preisliche Situation in Österreich ist ja derzeit aber noch so, dass der eigentliche Energiepreis, also abzüglich Netz und Steuern, Abgaben, nicht besonders hoch ist. Das heißt, das Einsparpotential hält sich in Grenzen.“

Auch aufgrund des laut NB3 derzeit hohen administrativen Aufwands für Betreiber von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen, wurden bislang noch keine solcher Projekte umgesetzt. Auch NB4, tätig in einem stark ländlichen Gebiet, nannte eine sehr schwache Nachfrage im eigenen Netz. Lediglich NB2, tätig in städtischem Gebiet, berichtete von zahlreichen Anfragen und einigen laufenden Projekten. Um die Gesamtnachfrage abschätzen zu können, unterschied NB2 zwischen der Ausstattung von bestehenden Gebäuden mit neuen Erzeugungsanlagen und Neubauten, die unmittelbar bei der Gebäudeerrichtung mit einer Erzeugungsanlage ausgestattet werden.

„Im Bestand wird es schwierig sein, glaube ich, also da wird nicht so viel nachgerüstet. Aber das was nachkommt, jetzt, also im Neubau gibt es wie gesagt kaum ein Gebäude, das keine Photovoltaikanlage hat. Und da wo verdichtet gebaut wird ist das natürlich meistens eine Gemeinschaftsanlage. [...] Vom Neubau, den wir in den nächsten 10 Jahren haben werden, denke ich, dass sicher 70 bis 80 Prozent mit Photovoltaikanlagen ausgerüstet werden und das auch meistens Gemeinschaftsanlagen sind.“

Aufgrund der unterschiedlichen Aussagen der Teilnehmerinnen und Teilnehmer kann keine eindeutige Vorhersage für die Nachfrage von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen getroffen werden. Es ist wahrscheinlich, dass die Nachfrage in städtischen Bereichen weitaus höher sein wird als in ländlichen Gebieten. Zusätzlich scheint es starke Unterschiede zwischen einzelnen österreichischen Bundesländern oder Regionen zu geben, beispielsweise ausgelöst durch unterschiedliche Fördersysteme. Des Weiteren könnte die Nachfrage vom Energiepreis abhängen, dessen längerfristige Entwicklung nicht vorhergesagt werden kann. Aufgrund der genannten Variablen kann keine verlässliche Aussage über die zu überprüfende Hypothese E getroffen werden.

4.4.2.3 Auswirkungen von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen auf Verteilnetze

In Bezug auf die Auswirkungen von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen auf die österreichischen Verteilnetze wurde die folgende Hypothese F aufgestellt.

Eine hohe Dichte von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen nach EIWOG 2010 §16a bedeutet eine relevante Entlastung für die österreichischen Verteilnetze.

Alle befragten Expertinnen und Experten äußerten, dass eine stärkere Verbreitung von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen die Verteilnetze nicht entlasten wird. NB1 erklärte, dass vor Allem Photovoltaikanlagen aus rein wirtschaftlicher Sicht für Netzbetreiber nicht ideal sind.

„[...] weil natürlich höhere Investitionen in das Netz notwendig sind. Wie gesagt, dezentrale Energieerzeugung ist schwieriger. Na klar, spricht man davon, dass die Energie natürlich im eigenen Haushalt dann verbraucht wird. Ja, das stimmt aber natürlich bis zu einem gewissen Grad. Wie gesagt, bei Mehrparteienhäusern ist die Lastverschiebung viel schwieriger. Das heißt, dort wo die PV-Anlage massiv erzeugt, sprich zwischen klassisch zehn Uhr und vielleicht 16 Uhr, sind die Meisten bei der Arbeit.

Und dementsprechend ist dort der Verbrauch auch nicht besonders hoch. Deswegen wird dort natürlich ein gewisser Teil wiederum in das Netz eingespeist. Das belastet wiederum das Netz. Das heißt, rein aus Netzsicht ist das nicht unbedingt positiv, aber mit einem Mehraufwand natürlich verbunden.“

Diese Aussage wird dadurch unterstützt, dass NB2 nicht zwischen gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen und Einzelerzeugungsanlagen unterschied. Es wurde betont, dass der Netzausbau ohnehin „komplett unabhängig von diesen Erzeugungsanlagen erfolgen muss.“

„Also wir stellen fest, dass die Erzeugungsanlagen, wie gesagt, noch keinen so großen Einfluss haben., aber diese Netzspitzen größer werden. Das Netz muss auf jeden Fall auf diese Anforderungen ausgerichtet sein.“

NB4 stellte im Gespräch eine Verbindung zur sogenannten Autarkie her. Dabei handelt es sich um die Eigenversorgung, also die Unabhängigkeit von Energieverbraucherinnen und Energieverbrauchern vom öffentlichen Elektrizitätsnetz. In einem solchen Fall würde die Belastung dessen sinken. Jedoch ist dieses Konzept für NB4 noch nicht ohne Weiteres denkbar.

„Es muss auch eine Überschusseinspeisung möglich sein, so denke ich mir das. Weil wenn jetzt wirklich einer eine große Anlage für eine Gemeinschaftsanlage herstellt, dann ist ja der Strom der von einer PV-Anlage, zum Beispiel, erbracht wird, ja nicht jederzeit verwendbar. Das muss irgendwo gespeichert werden. Da braucht man dann einen riesigen Batteriepufferspeicher, was auch nicht so leicht zu amortisieren ist. Und dann braucht man wieder einen Anschluss ans Netz, um die Überschüsse einzuspeisen. Und da kommt dann wieder die Netzinfrastruktur vielleicht ins Spiel, weil dann natürlich, bei einer großen PV-Anlage muss auch die Zuleitung zu solchen Erzeugungsanlagen auch wieder verstärkt sein.“

Eine Voraussetzung um Hypothese F bestätigen zu können, könnte also die Verfügbarkeit von Energiespeichern sein. Möglicherweise äußerte NB3 aus diesem Grund, dass nur geringe Auswirkungen von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen auf die Netzbelastung erwartet werden.

„Wobei es ja wahrscheinlich so sein wird, dass die ja das alles selbst verbrauchen werden, sodass man da diese Einspeisung dafür nutzt um Netzgebühren zu sparen. [...] Eine Mehrbelastung aus dem Grund sehe ich da nicht.“

Hypothese F kann aufgrund der Expertenaussagen widerlegt werden. Eine relevante Entlastung der Verteilnetze ist aufgrund gemeinschaftlicher Erzeugungsanlagen mittelfristig nicht zu erwarten. Ein entscheidender Faktor zu dieser Hypothese ist jedoch die Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit von Energiespeichermöglichkeiten. Diese ist aufgrund dieser Arbeit jedoch nicht vorhersehbar.

4.4.2.4 Veränderung der Preismodelllandschaft

In Bezug auf die Veränderung der Preismodelllandschaft wurde die folgende Hypothese G aufgestellt.

Experteneinschätzungen zufolge wird sich die Preismodelllandschaft aufgrund der Einführung von Smart Metering und der damit einhergehenden Verbreitung von gemessenen Lastprofilen bei Privatkundinnen und Privatkunden verändern.

Alle Teilnehmerinnen und Teilnehmer der Befragung waren sich einig, dass sich die Preismodelllandschaft aufgrund der durch Smart Metering entstehenden Möglichkeiten verändern wird. NB1 erklärte folgende Ausprägungen von zeitvariablen Tarifen.

„Man kann ja wirklich in alle Richtungen gehen. Das fängt an bei klassischen Wochenendtarifen. Das Wochenende ist vielleicht teurer als unter der Woche. Also möglich ist dort sehr viel. Es gibt auch sehr viele Lieferanten in Österreich, die das auch schon machen.“

NB1 spricht auch über einen Lieferanten, der bereits einen Tarif mit stundenabhängigen Preisen anbietet.

„Der bietet auch jetzt schon einen Stundentarif an. Der nennt sich auch, glaube ich auch ‚Hourly Price‘, ‚Stundenpreis‘. Der macht das so, dass er direkt Börsenpreise, also von der österreichischen Energiebörse, schleußt er diese Börsenpreise direkt durch. Das heißt man bekommt 24 Stunden zuvor, sozusagen, die Preissituation des nächsten Tages. Das heißt ich weiß heute schon, was morgen um die Uhrzeit die Viertelstunde beziehungsweise die Kilowattstunde in dieser Stunde kostet.“

Auch NB3 tätigte die Aussage, dass das Angebot zeitvariable Tarife beinhalten wird.

„Also bei den Tarifen wird es sicherlich gehen auf zeitabhängige Tarife. Da gibt es ja bereits Lieferanten, die zeitabhängige Tarife anbieten, wo ich halt dann zu Hochlastzeiten teureren Strom zahle und zu Niederlastzeiten halt einen geringeren Preis zahle. Aber in unserem Unternehmen ist das so, dass das erst dann zu tragen kommt, wenn wir wirklich alle mit Smart Meter bestückt haben. Da geht es auch um die Gleichbehandlung aller Kunden, weil ich kann dem einen Kunden dann dieses Produkt anbieten und dem nächsten nicht. Das wird so nicht gehen.“

Der letzte Teil dieser Antwort zeigt, dass die Einführung neuer Preismodelle noch nicht sehr fortgeschritten ist, da der Smart Meter-Rollout noch nicht abgeschlossen ist. Obwohl der Rollout in dessen Netzgebiet bereits fast abgeschlossen ist, erklärte NB4, dass auch kundenseitig noch das Interesse an diesen neuen Modellen fehlt.

„Also wir haben zurzeit noch keine zeit- oder lastvariablen Tarife geplant. Das hat auch einen ganz einfachen Grund. Die Nachfrage ist im Grunde bei null. Es sind ganz, ganz wenige, die irgendwann diese Anfrage einmal getätigt haben.“

Dennoch erwähnte NB4 auch, dass börsenpreisabhängige Tarife bereits angeboten werden.

„Also die Tarife, die vom österreichischen Börsenpreis abhängig sind, das war jetzt eine Zeit lang sehr attraktiv, weil natürlich der Börsenpreis im Keller war.“

NB2 erklärte, dass man bereits solche Tarife angeboten hat.

„Dass man die Kunden nahe an der Börse bepreist, das haben wir schon einmal ein bisschen versucht, aber das funktioniert nicht. Das ist auch nicht transparent und kann dem Kunden auch nicht vermittelt werden.“

Laut dieser Aussage widerspricht das Modell eines börsenabhängigen Strompreises der Idee, dass durch Smart Metering unter anderem auch mehr Transparenz geschaffen werden soll. Auch laut NB1 ist noch unklar in welche Richtung, Viertelstundenbepreisung oder bisher übliche Flat-Rate, sich der Markt entwickeln wird. Ersteres könnte jedenfalls mehr Komplexität mit sich bringen.

„Klassische Viertelstundenbepreisung versus Flat-Rate, das wird ein großes Thema sein, weil man momentan noch nicht ganz weiß wie sich diese möglichen Lastverschiebungen der Kunden aufgrund von Preissignalen wiederum auf die Energiepreise an der Börse dann auch auswirken. Es hat ja einen Grund warum ein Energiepreis zu gewissen Stunden so günstig ist. Weil: Energie ist da, aber die Abnahme ist nicht da. Wenn jetzt natürlich Preissignale gesendet werden und die Kunden reagieren und sagen ‚Passt, jetzt nehme ich genau in dieser Stunde die Energie ab‘, dann dreht sich dieses Verhältnis auf einmal und man sagt, Energie ist doch nicht so viel da aber die Abnahme ist auf einmal so stark. Das heißt dort wird es wieder teurer.“

Trotz steigender Komplexität, wenn Kosteneinsparungen möglich sind könnten Verbraucherinnen und Verbraucher darauf anspringen. NB2 äußerte dazu folgendes.

„Für den Lieferanten ist es ganz einfach so, dass sie meiner Meinung nach, wenn es Tarifmodelle gibt, dann müssen sie sehr kreativ sein, sonst ist es für den Kunden nicht interessant.“

LF1 erklärte ebenfalls, dass es wohl Preismodelle mit Abhängigkeit zum Börsenpreis geben wird.

„Es gibt ja defacto jetzt auch schon Lieferanten, die zeitvariable Tarife anbieten. Und da gibt es unterschiedliche Modelle. Da gibt es einerseits Modelle, die ein Spot-Preismodell sind, quasi wo man den Spot-Marktpreis von der österreichischen Strombörse oder von der deutschen Strombörse dem Kunden weiterleitet und eben mit irgendwelchen Grundgebühren arbeitet und fixen Aufschlägen auf die Kilowattstunde, oder Megawattstunde. Dann haben wir gesehen, schon, Preismodelle die irgendwie verschiedene Preiszonen während des Tages beinhalten, die dann aber auch täglich neu festgelegt werden können. Wo es vielleicht 3 Preiszonen gibt und man dem Kunden jeweils einen Tag im Vorhinein sagt wie die Preiszonenaufteilung für den nächsten Tag sein wird, abgeleitet von aktuellen Spot-Marktpreisen. Und aus unserer Sicht wird es einfach für Kunden, die regelbare Lasten haben, möglich

sein da zukünftig eben Preisvorteile zu generieren, in Bereichen wo es ohne Komfortverlust möglich ist Lasten zu verschieben. Und das sehen wir insbesondere bei Wärmepumpen, wo man quasi einfach die Trägheit eines Wärmesystems, wo man wahrscheinlich ohne großen Komfortverlust einmal die ein oder andere Stunde die Heizung einstellen kann und quasi so von Preisschwankungen am Spot-Markt profitieren könnte.“

Ob sich solche Tarife für Energiekundinnen und -Kunden rentieren, hängt sicherlich vom Energiepreis ab. LF1 erklärte dazu folgendes.

„Das Energiepreisniveau ist total niedrig. Es macht nur ein Viertel bis ein Drittel der gesamten Stromrechnung eines Kunden aus, der Energieanteil. Das heißt von dem her ist auch der Hebel sehr gering und es wird aus meiner Sicht von dem her jetzt einmal aktuell auf jeden Fall ein Thema sein, das irgendwie nicht in die Breite gehen wird, sondern quasi einmal, ja vielleicht Bastler interessiert, Leute interessiert, die das Thema Energie stark verfolgen. Aber es ist jetzt sicher im Moment nicht so, dass das die breite Masse interessiert. Es werden auch die Einsparungen aus jetziger Sicht auf der Energieseite, wenn man vielleicht 20 Prozent einsparen kann, des Energiepreises, das wäre schon ein Optimum.“

Auch NB2 stellte einen Bezug zur Höhe des Energiepreises her, der ein entscheidender Faktor bei der Veränderung der Preismodelllandschaft sein wird. Auf die Frage wie sich der Markt verändern wird und ob es die derzeitigen Preismodelle in weiterer Zukunft überhaupt noch geben wird, antwortete NB2 das Folgende.

„Also ich glaube, dass es diese Tarifmodelle, die wir derzeit haben, mit zum Beispiel Tagtarifen und Nachttarifen, dass es die in zehn Jahren auch noch geben wird. Was ich auch glaube ist, dass das sehr, sehr, sehr von den Energiepreisen überhaupt abhängig ist. Je höher die Energiepreise sind und je mehr sie steigen werden, umso eher werden sich verschiedene Modelle rechnen. Wie zum Beispiel Sonnenstrom direkt zu vermarkten, oder auch zeitnah, günstigere Preise über den Tag, weil viel Sonnenstrom am Markt ist und so weiter, anzubieten. Wir stellen fest, es gibt keine Nachfrage vom Kunden zu solchen individuellen oder auch sehr variablen Tarifen. Es gibt auch keine Anfragen. Wir stellen fest es gibt keinen Markt dafür, derzeit. Und dieses Tarifsystem, wie es zum Beispiel bei uns im Netz gibt, einfach mit günstigeren Nachttarifen und höheren Tagstarifen, das hat sich bewährt und das wird auch nicht infrage gestellt.“

Wie LF1 im obigen Zitat bereits erwähnte, stellt der Energiepreis derzeit nur einen recht kleinen Teil der gesamten Stromrechnung eines Haushaltes dar. Der größere Teil besteht aus den Netzentgelten, die der Netzbetreiber einhebt. Die Netzentgelte stehen unter gesetzlicher Regulierung was bedeutet, dass die österreichischen Netzbetreiber nicht die Freiheit haben eigene Preismodelle zu entwickeln. Die Regulierungsbehörde E-Control ist laut NB2, NB4 und LF1 jedoch derzeit dabei die derzeitige Struktur der Netzentgelte zu überdenken. LF1 schilderte wie folgt.

„Andererseits gibt es aber ja von Seiten der EU und den Netzbetreibern ja auch Bestrebungen, dass man die Lastspritzen zukünftig stärker einer Kostenwahrheit zuführt. Das heißt es wird sich vielleicht dieses Netzkostenmodell ändern, dass eben Kunden, die höhere Spitzen haben dann auch für ihre Netzkosten zahlen müssen – dass das zukünftig stärker sein wird, als das jetzt der Fall ist. Wenn das so kommt und gleichzeitig auch unter Umständen die Energiepreise weiter ansteigen, kann es dann durchaus sein, dass das schon aus Kostensicht einen Vorteil bietet, für Kunden, wenn sie quasi ihren Verbrauch an die aktuellen Preise anpassen. Aber so wie es jetzt ist, beim jetzigen Preisniveau macht es für einen Durchschnittshaushalt wahrscheinlich rein aus Kostensicht wenig Sinn.“

NB4 erklärte dies ebenfalls.

„Es wird jetzt von der E-Control immer wieder kolportiert, dass jetzt irgendwann einmal speziell die Netztarife gesplittet werden, auf einen Verbrauchs- und einen Leistungsanteil. Das ist natürlich auch nur durch den Smart Meter möglich. Also von daher ist der Smart Meter sicherlich Türöffner und ein Wegbereiter, damit man diese Art der Kostenwahrheit irgendwie dann hat. Mit der steigenden Bedeutung der bezogenen Leistung, oder auch der eingespeisten Leistung, in ein Stromnetz, ist umso wichtiger, dass halt auch dieser Teil, der Kosten verursacht, speziell für den Netzbetreiber und im Grunde dann auch für die Allgemeinheit, dass der auch ein Teil der Stromrechnung wird. Und das erwarten wir irgendwie schon, dass das wahrscheinlich kommen wird.“

Auch NB2 sprach von den möglicherweise bevorstehenden Änderungen der Netztarife.

„Was natürlich auch schon angedacht wird ist, dass im Tarifsystem jetzt dann leistungsbezogene Tarife kommen werden. Das wurde auch schon von E-Control angekündigt, was bedeutet, dass das ein Bisschen nach dem Verursacherprinzip kommt. Also wenn Leistungsspitzen im Netz sind, sind die auch zu bezahlen. Und das ist ja jetzt zum Beispiel bei den derzeitigen Netztarifsystemen eben im Haushalts- und Kleingewerbebereich noch nicht der Fall.“

Aufgrund der gesammelten Aussagen zum Thema der Preismodelllandschaft kann festgestellt werden, dass Energieversorgungsunternehmen sowohl aus Netzbetreibersicht als auch aus Lieferantensicht Veränderungen erwarten. Hypothese G kann daher bestätigt werden.

4.4.2.5 Software Prepayment

In Bezug auf das Prepayment wurde die folgende Hypothese H aufgestellt.

„Die durch Smart Metering entstandene Möglichkeit von Software Prepayment hat Experteneinschätzungen zufolge eine erhöhende Auswirkung auf die Anzahl der Prepayment-Kunden.“

Drei der vier befragten Netzbetreiber versorgen derzeit Kundinnen und Kunden mit Prepayment-Zählern. Sowohl NB1 als auch NB3 und NB4 gaben an, dass diese derzeit ausschließlich bei

zahlungsschwachen Verbraucherinnen und Verbrauchern installiert werden. NB1 erklärte dies wie folgt.

„Das ist bei uns aber eher so ein Schuldentilgungsprozess. Das heißt, das ist kein Produkt, sondern das bekommt der Schlechtzahlerkunde, um einerseits seinen weiteren Energie- und Netzbedarf zu bezahlen, andererseits aber auch einen Teil seiner Schulden damit zu begleichen. Das heißt, er kauft sich zehn Einheiten. Acht davon sind für den derzeitigen monatlichen Verbrauch und zwei Einheiten sind für die Schuldentilgung aus der Vergangenheit.“

Die Entscheidung, welche Verbrauchsstellen mit einem Prepayment-Zähler ausgestattet werden, wurde von NB4 wie folgt erklärt.

„Es gibt auch Kunden, die können nicht zum vereinbarten Zeitpunkt zahlen. Das ist einfach ganz normal. Wenn der nicht bezahlt wird, dann wird er einmal informiert. Normalerweise ruft man an, weil man das zuerst einmal persönlich sagt. Es gibt dann natürlich auch irgendwann den Mahnungszug. Wo halt dann drei Mahnungen raus gehen. Dann wird der Kunde noch einmal angerufen und wird ihm dann halt gesagt, wenn jetzt nicht gezahlt wird, dann müssen wir den Zähler auf einen Prepayment-Zähler umwechseln. Und wenn dann immer noch nicht gezahlt wird, dann fährt der Kollege hin und bekommt er halt einen Münzzähler.“

Die Anzahl solcher Schlechtzahlerinnen und Schlechtzahler ist laut Aussagen aller Expertinnen und Experten sehr gering. In einem Netz mit weit über 100.000 Verbrauchsstellen werden von NB1 nur etwa 500 Prepayment-Zähler eingesetzt. NB3, tätig in einem Netz mit 20.000 bis 50.000 Verbrauchsstellen, nannte, dass derzeit unter 10 Prepayment-Zähler verbaut sind. Auch NB4, tätig in einem Netz mit unter 10.000 Verbrauchsstellen gab an, dass nicht mehr als fünf Kundinnen und Kunden mit Münzzählern ausgestattet sind. LF1, tätig für einen Energielieferanten mit über 50.000 Energiekunden erklärte, dass gar keine Kunden versorgt werden, die mit dem Prepayment-Verfahren in diesem Sinne abgerechnet werden.

„Was mir machen ist, wenn wir im Zuge einer Bonitätsprüfung, wenn ein Kunde zu uns wechselt, feststellen, dass der Kunde quasi einen Score aufweist, der für uns ein höheres Ausfallrisiko bedeuten könnte, dann schreiben wir den Kunden eine Sicherheitsleistung vor, die in der Regel dem dreifachen seines durchschnittlichen erwarteten Monatsteilzahlungsbetrag entspricht. Und wenn der Kunde diese Sicherheitsleistung tätigt, dann werden wir den Kunden auch beliefern, bei schlechter Bonität. Und wenn der Kunde diese Sicherheitsleistung nicht leistet, dann werden wir auch von einer Belieferung absehen.“

Laut NB3 wäre die Umstellung auf ein Software Prepayment für zahlungsschwache Kundinnen und Kunden eine Erschwerung des Bezahlvorganges. Auf die Frage, ob die Möglichkeit des Software Prepayment Auswirkungen auf Energieversorgungsunternehmen habe, wurde folgende Aussage getätigt.

„In der nächsten Zukunft eher nicht. Das Problem ist ja, wenn der Kunde einen Prepayment-Zähler hat: der hat ja nicht so viel Geld, dass er da jetzt einfach eine Vorauszahlung leisten kann. Sonst würde er ja

die Vorauszahlungen leisten. Wenn ich das jetzt über Smart Meter abdecke, dann muss er auf irgendeinem Weg vorher das Geld zu uns bringen und das ist halt am Wochenende nicht möglich, die meisten dieser Kunden haben kein Telebanking, die können auch nichts einzahlen und er muss das Geld zeitgerecht bei der Bank einzahlen, damit es dann bei uns ist wenn er dann den Strom braucht. Also das ist, ich denke, von der Infrastruktur her noch nicht so weit, dass man das tatsächlich so durchziehen kann.“

Aus Sicht eines Energieversorgungsunternehmens bedeutet die Umstellung von einem Hardware Prepayment auf ein Software Prepayment eine Erleichterung. NB1 erklärte dies wie folgt.

„Ich sehe mehr Vorteile als Nachteile für den Netzbetreiber - für die EVU-Landschaft aber vor Allem für den Netzbetreiber, weil das Hardware Prepayment-System für die wenigen Kunden sehr teuer ist.“

Die Aussage von NB4 unterstreicht dies.

„Wir würden es aber schon sehr begrüßen, wenn wir das hätten, weil es das jetzige Vorgehen doch erleichtern würde. Die Verwaltung von dem Ganzen würde durch das Smart Metering-Prepayment doch vereinfacht werden, weil halt alles über den Computer geschieht. Der Kunde hätte vielleicht den Vorteil, weil er von einem baldigen Aufbrauch seines Guthabens zum Beispiel per SMS informiert werden könnte. Das werden wir auch machen.“

Einen weiteren Vorteil von Software Prepayment erklärte NB1.

„In Zukunft wird es so sein, dass der Markt unterschiedliches Prepayment anbietet. Das heißt es ist so etwas wie ein Produkt, auch für den Energielieferanten. Es wird auch möglich sein, dass Prepayment vom Netzbetreiber und vom Energielieferanten getrennt betrieben werden kann. Das heißt ich könnte unterschiedliche Guthaben haben und sobald ein Guthaben aus ist, wird so zu sagen der Netzbetreiber informiert, dass er eben aufgrund von Prepayment die Anlage wiederum abschalten kann beziehungsweise muss.“

NB2 und NB4 äußerten sich nicht dazu, ob die Möglichkeit des Software Prepayment die Anzahl der Prepayment-Kundinnen und -Kunden beeinflussen wird. NB3 erklärte, wie vorhin bereits beschrieben, dass Software Prepayment wohl keine relevanten Auswirkungen auslösen wird. Laut NB1 könnte Software Prepayment zukünftig sogar Produkt verkauft werden.

„Ob es dann mehr Prepayment-Kunden gibt kann man so nicht beantworten. Weil wie gesagt, der Energielieferant könnte durchaus ein Produkt daraus machen. Das heißt, weg vom Schlechtzahler hin zu: ‚Ich habe ein Ferienhaus, weiß ich nicht, irgendwo. Und dort fahre ich nur fünf Mal im Jahr hin. Und da habe ich jeweils Prepayment-Guthaben, das ich halt dann dementsprechend aufbrauchen kann.‘ Also ob das mehr wird – kann schon sein, vor Allem aus dieser Produktsicht. Aus der Schlechtzahlersicht glaube ich nicht, weil dort ändert sich das ja nicht wirklich.“

Alle befragten Expertinnen und Experten sind sich einig, dass Software Prepayment das derzeitige Hardware Prepayment ersetzen wird. Vor Allem für die Versorgungsunternehmen werden überwiegend positive Auswirkungen erwartet. Für zahlungsschwache Kundinnen und Kunden bringt die Umstellung sowohl Vorteile als auch Nachteile mit sich. Ob die Anzahl der Prepayment-Kunden durch Software Prepayment merklich steigen wird, kann aufgrund der Expertenaussagen nicht mit Sicherheit festgestellt werden. Aufgrund der Möglichkeit Prepayment als Produkt zu verkaufen ist dies möglich. Hypothese H kann daher weder widerlegt noch eindeutig bestätigt werden.

4.4.3 Prozessänderungen

Dieser Abschnitt beschreibt die Ergebnisse in Bezug auf Prozessveränderungen, die aufgrund von Smart Metering innerhalb der Energieversorgungsunternehmen entstehen. Diese Veränderungen werden vor Allem durch die Kommunikationsfähigkeit der intelligenten Messgeräte möglich, die einerseits Einsätze der Netzbetreiber vor Ort reduzieren und andererseits auch für die Energielieferanten spürbar sein könnten.

Welche Bedeutung dieses Thema vor Allem für Netzbetreiber hat, erklärte NB1 im Interview.

„Smart Metering wird vor Allem die Prozesse günstiger machen. Das heißt als Netzbetreiber will man ja den Kunden so wenig wie möglich servicieren. Soll heißen, er soll sich selbst servicieren – das wäre das günstigste, natürlich.“

4.4.3.1 Einsparungen durch Prozessverbesserungen

In Bezug auf das Einsparungspotential durch Prozessverbesserungen, die durch den Betrieb von Smart Metering ermöglicht werden, wurde die folgende Hypothese C aufgestellt.

Die finanziellen Einsparungen durch Prozessverbesserungen, die durch den Betrieb von Smart Metering ermöglicht werden, sind für Energieversorgungsunternehmen relevant.

Die Einführung von Smart Metering beeinflusst die Prozesse der Energieversorgungsunternehmen, da Anmeldungen, Abmeldungen, Jahresablesungen und andere Anwendungsfälle bislang meist Tätigkeiten durch den Netzbetreiber vor Ort erforderten. Dies kostet Zeit, bindet Arbeitskräfte und kostet damit auch Geld. Mit dem Betrieb von intelligenten Messgeräten kann einiges davon per Knopfdruck aus der Ferne durchgeführt werden. Energielieferanten spüren diese Änderungen offenbar aber nicht. LF1 erklärte, dass es sich hierbei ausschließlich um Prozesse handelt, die für Netzbetreiber relevant sind. Beispielsweise werden Abschaltungen von Energielieferanten nicht explizit angefordert.

„Soweit ich das weiß unternehmen wir da selber keine Schritte, sondern wird ein Kunde dann abgedreht, wenn er entweder kündigt oder wenn er quasi seinen Zahlungsverpflichtungen nicht nachkommt. Und dann passiert aber die Kündigung oder das Abdrehen dieses Anschlusses über den Netzbetreiber und nicht über uns - über die normalen Wechselprozesse.“

Für die Netzbetreiber sind diese Änderungen jedoch laut Angaben aller Expertinnen und Experten mit Netzbetreiberbezug deutlich spürbar. Folgende Aussage traf NB2 in Bezug auf die Ressourcenersparnis.

„Wir haben einmal durchgerechnet: wir haben uns ungefähr eineinhalb Mannjahre erspart, jetzt. Seit diese Systeme voll im Betrieb sind.“

Um dieses Ausmaß relativieren zu können sei erklärt, dass NB2 ein Netzgebiet mit 20.000 bis 50.000 Verbrauchsstellen im städtischen Gebiet versorgt. Eine Eigenschaft eines städtischen Netzgebietes ist, dass im Vergleich zu ländlichen Strukturen weit mehr vermietete Liegenschaften bewohnt werden. Dadurch ist Anzahl der Kundenwechsel, also An- und Abmeldungen höher einzuschätzen. NB4, tätig in einem ländlichen Gebiet, erklärte dies wie folgt.

„Bei uns im ländlichen Gebiet gibt es ein Übermaß, eigentlich, an Einfamilienhäusern, also an Eigentümern – Eigentumshäusern – und nicht ein Übermaß an Mietwohnungen. Das bedeutet, dass bei uns die so üblichen Zu- und Abzüge, also jemand zieht aus einer Wohnung aus und zieht wieder ein, und da müssen wir hinfahren und das, das ist jetzt nicht der große Teil des Aufwands. Natürlich gibt es das, aber das ist sicher in städtischen Gebieten mehr gang und gäbe als jetzt bei uns im ländlichen Gebiet.“

Aufgrund des Aufwands wurden Anlagen in der Zeit vor dem Betrieb von Smart Metering nach Abmeldungen nicht immer unmittelbar abgeschaltet. NB2 erklärte beispielsweise, dass keine Abschaltungen durchgeführt wurden, sondern die Anlage nach Abmeldung einer eingemieteten Partei auf den Eigentümer oder die Eigentümerin überschrieben wird. Dieser oder diese kommt danach für die möglichen Verbräuche ab diesem Zeitpunkt auf. Gibt es keinen Vertragspartner, der für diese Verbräuche aufkommt, spricht man von sogenannten Netzverlusten. Diese sind der Grund für den Wunsch der Netzbetreiber, leerstehende Anlagen vom Netz zu nehmen. Zieht beispielsweise ein neuer Mieter oder eine neue Mieterin ein und meldet sich bei keinem Energieversorger an, könnte Strom bezogen werden, ohne einen Liefervertrag, durch den diese Energie abgerechnet werden kann. Der verbrauchte Strom könnte keinem Lieferanten zugeordnet werden und es erfolgt keine Bezahlung durch die Verbraucherin oder den Verbraucher. NB1 erklärte, dass aber auch ein sofortiges Abschalten solcher leerstehenden Anlagen bislang nicht zufriedenstellend war.

„Also bei einem Auszug wird die Anlage abgeschaltet, aber eben erst nach einer gewissen Zeit. Wenn man sagt, na gut, wenn nach fünf Tagen jemand einzieht, dann müsste ich quasi heute rausfahren und in fünf Tagen wieder rausfahren. Deswegen: derzeit gibt es da eine gewisse Tagesregelung. Die ist unterschiedlich, die geht glaube ich teilweise über 30 Tage hinaus. Das heißt, wenn du morgen aus deiner Wohnung ausziehst kommt kein Mitarbeiter von uns hin und schaltet dich ab, sondern wir warten einmal eine gewisse Zeit, ich glaube so 30 Tage und wenn dort keiner mehr einzieht, dann bewegt man sich dort hin und schaltet sozusagen die Anlage ab. Warum – weil das natürlich sehr viel Geld kostet. Das heißt, solche vor Ort Einsätze sind immer mit einem hohen Kostenaufwand verbunden. Ist klar, wir müssen einen Monteur hinschicken, du hast Fahrtkosten, du hast Personalkosten et cetera. Also das ist nicht ganz günstig, deswegen wartet man dort auch.“

Mit den Möglichkeiten, die die intelligenten Messgeräte bieten, werden vertragslose Anlagen nun öfter und früher abgeschaltet. NB2 nannte auch einen weiteren Grund, weshalb dies Ersparnisse bringt.

„Mit den jetzigen Systemen kommt es natürlich viel häufiger vor, da ja auch Gebühren an den Gesetzgeber fällig sind, wenn ein Anschluss beschalten ist, also wenn ein Anschluss unter Spannung steht.“

Auch NB1 erklärte, dass die Abschaltmöglichkeit bereits genutzt wird.

„Jetzt schon im Probetrieb schalten wir bereits Anlagen ab, wenn Abmeldungen daherkommen und keine Anmeldung sofort da ist.“

NB3 erklärte, dass bereits vor der Umstellung auf Smart Meter Anlagen sofort nach Abmeldung abgeschaltet wurden. Allerdings gäbe es nicht sehr viele solcher Fälle.

„Wobei, das sind natürlich relativ Wenige, wo man das machen muss, weil die meisten haben gleich wieder einen Nachmieter und da wird dann vor Ort hingefahren und es wird der Zählerstand abgelesen und es wird mit dem Neuen gleich ein Vertrag gemacht.“

Das bedeutet, auch wenn keine Abschaltung durchgeführt wurde, musste trotzdem eine Mitarbeiterin oder ein Mitarbeiter zur Anlage entsendet werden, um den Zählerstand für die Endabrechnung der bisherigen Vertragspartnerin oder des bisherigen Vertragspartners zu erfassen. Diese Ablesungen sind jedoch nur ein kleiner Teil der Ablesungen, die von den Verbrauchsstellen erhoben werden müssen. Der weitaus größere Teil besteht aus den jährlichen Ablesungen für die Jahresabrechnungen. So beantwortete NB2 die Frage, welche der besprochenen Auswirkungen von Smart Metering die größte Änderung darstellt, wie folgt.

„Aus Netzbetreibersicht ist es ganz sicher diese Flut an Ablesungen. Wenn Sie denken, allein bei einem nicht so großen Netzbetreiber, dass Sie 25.000 Zählerstände oder 25.000 Ablesungen im Jahr, wie bei uns jetzt, mindestens brauchen.“

Um diese Last zu reduzieren gab es bislang die Möglichkeit Ablesungen von den Kunden selbst durchführen zu lassen. NB1 erklärte dies wie folgt.

„Also da gibt es eine ganz klare gesetzliche Regelung. Wir brauchen natürlich jedes Jahr eine Ablesung, aber man braucht aus gesetzlicher Lage nur alle drei Jahre eine EVU-Ablesung. So heißt das. Sprich, wir selbst lesen den Zähler ab, durch, zum Beispiel, einen Monteur der dort hinfahrt oder eben einer der beauftragt wird, der dort hinfahrt und den Zähler abliest. Das heißt, alle anderen beiden Jahre kann der Kunde eine Selbstablesung machen beziehungsweise man könnte, das machen wir auch theoretisch, einfach den Verbrauch schätzen.“

Auch NB4 gab an, dass Kunden mit Selbstablesungen beauftragt wurden. Allerdings ist die Aufwandsparnis dadurch nicht zufriedenstellend.

„Die Ablesung ist bei uns traditionell so, dass alle Netzkunden einen Brief zugeseendet bekommen, mit einer abtrennbaren Ablesekarte. Da schreiben die Kunden dann selbständig den Zählerstand am Ende des Jahres drauf und schicken den per Post wieder zu uns zurück. Man kann genauso gut das auch auf ein Webformular eintragen. Das wird auch mittlerweile stark genutzt – oder ist stark genutzt worden, bis vor den Smart Meter. Man kann auch anrufen und das durchsagen. Also es gibt schon mehrere Möglichkeiten. Wie ich anfangs aber schon gesagt habe ist der Aufwand für diese Auslesung doch ein eher hoher gewesen. Auch wieder, der Großteil der Kunden haben das richtig gemacht und haben die Werte richtig aufgeschrieben, aber es hat doch sehr häufig auch falsche Ablesungen gegeben, wenn es ein Doppeltarifzähler war oder es ist die Karte mit der Post nicht angekommen oder sie haben auch schlichtweg darauf vergessen. Und der Aufwand das nachzuholen war halt immer ein sehr großer und auch ein langwieriger. Also, ich habe das am Anfang gesagt, man kann ungefähr einen Monat oder so rechnen - Plus, Minus.“

Mit dem Einsatz von intelligenten Messgeräten entfallen diese Aufwände gänzlich. NB4 fasste dies wie folgt zusammen.

„Ende letzten Jahres waren wir bei 90 Prozent Ausrollgrad. Und da haben wir eben bei 90 Prozent unserer Zähler auf einen Knopf gedrückt, die sind alle ausgelesen worden und ein paar Minuten später haben wir dann die Auslesung bei uns liegen gehabt und haben schon die Rechnungen drucken können. Also von daher ist das ein tatsächlicher riesengroßer Mehrwert. Also eine Verbesserung auf der betrieblichen Seite, die wir jetzt schon genießen - wo wir sagen, der Aufwand hat sich in diesem Sinne schon gelohnt. Für die Kunden ist es um das einfacher geworden, dass sie halt nicht mehr den Zählerstand ablesen müssen, sich damit auseinandersetzen müssen welcher Zählerstand ist jetzt denn das, was ich aufschreiben muss.“

NB2 sprach wörtlich von einem Segen, den der Einsatz von Smart Meter für Netzbetreiber bringt.

„Wenn Sie denken, dass Sie sich 30.000 Ablesungen, die Sie sonst vorab holen müssten ersparen. Es gibt keine Probleme mehr, wenn einmal eine Abrechnung vergessen wird, weil Sie die Zählerstände nicht mehr haben. Ein Kunde vergisst sich abzumelden, Sie haben aber vom Ersten des Monats, an dem Monat wo er ausgezogen ist, trotzdem einen Zählerstand. Diese ganzen Diskussionen, diese falschen Rechnungen, diese endlosen Diskussionen auch bei An-, Ab-, Ummeldungen zwischen Vermieter und Mieter, die sind alle bereinigt. Im Inkasso können Sie ganz sauber trennen. Abgeschaltet: keine Tarife, wird auch keine Gebühr abgeführt, eingeschaltet: Anlage ist in Betrieb. Sie können auch tagesgenau ablesen. Sie haben bei jedem Lieferantenwechsel tagesgenaue Daten da. Diese Diskussion zwischen neuem Lieferanten und altem Lieferanten: mit welchem Stichtag, mit welchen Zählerständen – ist alles vom Tisch. Das haben Sie alles belegbar, abrechnungsgenau. Also für den Netzbetreiber ist meines Erachtens die Einführung vom Smart Meter ein Segen. Und er schöpft aus dem Vollen und hat alle Daten, die er für sein tägliches Geschäft braucht immer tagesgenau da.“

Diese Verfügbarkeit aller relevanten Ablesedaten ist nicht nur ein Vorteil für Netzbetreiber. Natürlich müssen auch Energielieferanten ihre Kundinnen und Kunden abrechnen. Die Netzbetreiber sind deshalb verpflichtet alle abrechnungsrelevanten Daten an die Lieferanten ihrer Netzkundinnen und Netzkunden weiterzugeben. LF1 erklärte, dass bereits versucht wurde Smart Meter-Daten, also Lastprofile im Viertelstundenzeitraster, von Netzbetreibern anzufordern. Dabei muss der Lieferant eine Vollmacht von der betroffenen Kundin, respektive vom betroffenen Kunden, einholen und an den Netzbetreiber weitergeben, um die Zählerparametrierung durchführen zu lassen. Es wurde beschrieben, dass diese Prozesse noch nicht zufriedenstellend funktionieren.

„Unsere Vollmachten, die wir von unseren Kunden holen, werden da nicht akzeptiert, weil die Netzbetreiber sagen, zum Teil, man sollte eine von ihnen vorgefertigte Vollmacht verwenden. Was anderes akzeptieren sie nicht. In Fällen wo die Vollmacht akzeptiert wird versuchen wir es mittlerweile seit einem halben, dreiviertelten Jahr quasi die Smart Meter-Daten, die uns eigentlich täglich übermittelt werden müssten, gemäß den Marktregeln, zu bekommen und wir müssen einfach immer wieder feststellen, dass uns die Daten nur für ein, zwei Tage übermittelt werden und dann kommt der Prozess wieder zum Erliegen. Das heißt, wir müssen wieder nachtelefonieren, beim Netzbetreiber und die Daten, die wir bekommen sind teilweise für uns auch nicht nachvollziehbar.“

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Vorteile vor Allem darin liegen, dass die Erfassung der Ablesewerte für Endrechnungen oder Jahresabrechnungen für Netzbetreiber erheblich erleichtert wird. Auch die Reduzierung des Risikos von Netzverlusten ist durch die einfachere und günstigere Möglichkeit von Ein- und Abschaltungen laut Expertenaussagen relevant. Die Marktprozesse, dank denen auch Energielieferanten von den Ablesedaten profitieren sollten, sind offenbar noch nicht zufriedenstellend umgesetzt. Eine mögliche Erklärung dessen könnte sein, dass sich die österreichischen Netzbetreiber vorerst auf den Rollout der Smart Meter fokussierten und der Anreiz, die für die Lieferanten notwendigen Marktprozesse vollständig und mit hoher Qualität umzusetzen, zu gering ist. Hypothese C kann aufgrund der analysierten Aussagen für den Bereich der Netzbetreiber bestätigt werden. Für reine Energielieferanten wurden bisher keine relevanten Verbesserungen beobachtet.

4.4.3.2 Entlastungen durch Kunden-Web-Portale

In Bezug auf die Auswirkungen von Kunden-Web-Portalen auf das Kundenservice von Energieversorgungsunternehmen wurde die folgende Hypothese I aufgestellt.

Die Ressourcenbelastung im Kundenservice der Energieversorgungsunternehmen wird laut Experteneinschätzungen durch den Einsatz von Web-Portalen für Kundinnen und Kunden sinken, da mit deren Hilfe Transparenz geschaffen und Informationen zur Verfügung gestellt werden.

Im Elektrizitätswirtschafts- und -Organisationsgesetz 2010 wird den österreichischen Netzbetreibern vorgeschrieben Web-Portale für deren Netzkunden anzubieten. In der

Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungsverordnung, kurz DAVID-VO, ist geregelt, welche Mindestfunktionalitäten anzubieten sind. NB4 gab bei der Befragung an, dass genau diese Mindestfunktionalitäten angeboten werden. Darüber hinaus sind keine Funktionen geplant.

„Das ist alles anonymisiert, an sich. Also wir haben keinen Zugriff auf dieses Portal in dem Sinn, dass wir dort zum Beispiel Rechnungen hochladen können oder Kundenanfragen stellen und da kommunizieren können. Das ist im DAVID-VO-Web-Portal nicht vorgesehen.“

Andere Netzbetreiber vertreten hier eine etwas andere Philosophie. So gab NB1 beispielsweise an, dass die Kundenschnittstelle des Zählers aus dem Portal heraus aktivierbar und deaktivierbar sein wird. NB3 nannte auch, dass Verbrauchswerte, die zur Abrechnung nicht benötigt werden, vom Kundenportal aus gelöscht werden können. NB2 bietet im Netzkundenportal des Weiteren Auskunft über die getätigten Buchungen und Rechnungen an. NB1, NB2 und NB3 gaben außerdem an, dass die Möglichkeit der Aktivierung und Deaktivierung der Viertelstundenaufzeichnung zur Verfügung steht. NB2 erklärte dies wie folgt.

„Es ist ein extra Work-Flow im Kundenportal eingerichtet, wo er über Flags zustimmen kann, dass diese 15-Minuten-Werte aktiviert und ausgelesen werden. Und er kann das auch jederzeit wieder abbestellen, auch über das Kundenportal. Das passiert zu 99 Prozent über das Kundenportal.“

Der Grund, solche über die gesetzlichen Anforderungen hinausgehenden Funktionen anzubieten, könnte das Folgende sein, das NB1 erklärte.

„Also man will sowieso, unabhängig von Smart Metering, aber das erleichtert Smart Metering natürlich, sehr stark in einen Self-Service-Bereich wechseln. Service ist teuer. Man will weg von dem ‚Der Kunde ruft an und lasst sich die Rechnung erklären‘ hin zu ‚Der Kunde geht auf die Website und erklärt sich selbst alles‘. Beziehungsweise halt, ein digitales Instrument erklärt ihm das alles. Das heißt alles geht hin in Richtung Self-Service und weg vom klassischen Front-Desk-Mitarbeiter, der so zusagen den Kunden telefonisch oder sogar Face-to-Face unterstützen muss. Weil: es ist einfach teuer.“

Während das Web-Portal von Netzbetreibern gesetzlich gefordert wird, steht es den Energielieferanten grundsätzlich frei, ob sie Kundenportale anbieten. Laut NB1 werden Lieferanten jedoch mit Hilfe von möglichst guten Angeboten versuchen Wettbewerbsvorteile gegenüber anderen Lieferanten zu gewinnen.

„Auf der Lieferantenseite ist ein Portal nicht vom Gesetzgeber vorgeschrieben. Dort ist es aber genau umgekehrt, dort hätte natürlich gerne der Energielieferant, natürlich, dass er dem Kunden etwas bieten kann. Das heißt, das wird auch der Energielieferant dort auf jeden Fall bieten. Und ich vermute der Energielieferant wird dann dort auf jeden Fall auch noch mehr bieten. Weil: Der Netzbetreiber, der macht die Pflicht und der Energielieferant liefert dann die Kür dahinter. Damit er eben das möglicherweise als Produkt verkaufen kann. [...] Aber auf jeden Fall will er mehr dem Kunden bieten, um auch ein Unterscheidungsmerkmal zu anderen Energielieferanten zu haben.“

LF1 erklärte zu diesem Thema, dass derzeit noch wenige Möglichkeiten gesehen werden, die Kunden in das Lieferantenportal zu locken.

„Also einerseits versuchen wir natürlich den Kunden rein zu lenken, ins Kundenportal, und andererseits gibt es aber halt derzeit relativ wenig Ereignisse, die den Kunden reinlocken, ins Kundenportal. Also hauptsächlich sind das einfach die Jahresabrechnungen, wo Kunden dann wieder einmal dran denken, dass sie sich einloggen könnten.“

Durch Smart Metering und verwandte Themen könnte sich laut LF1 jedoch noch etwas daran ändern.

„Da würden Smart Meter-Daten und wenn es vielleicht eine monatliche Abrechnung gibt, auf jeden Fall für uns einen Vorteil bieten, sodass der Kunde da einfach einen Grund sieht auch ins Portal einzusteigen, sich seine Verbrauchsdaten anzusehen und seine Kosten anzusehen.“

Auch NB2 berichtete, dass sich die Aufrufe des Kundenportals verstärkt um den Zeitraum der Jahresabrechnungen häufen.

„Wir stellen fest, dass die Zugriffe zum Kundenportal über das Jahr eigentlich gar nicht sehr oft sind, aber, immer nach der Abrechnung, natürlich, wir sehr viele Zugriffe und Verbrauchsdatenabfragen haben.“

Dennoch, rund 15 Prozent der Kundinnen und Kunden, die von NB2 bereits mit einem Smart Meter ausgestattet wurden, haben sich auch im Kundenportal registriert. NB4 erklärte, dass noch weniger als ein Prozent der Netzkundinnen und Netzkunden im Web-Portal registriert wurden, obwohl die Nachfrage bereits vor dem Smart Meter-Rollout aufgrund einiger Anfragen spürbar war.

Zur konkreten Frage, ob sich die Kundenportale auf die Kundenserviceabteilungen der Energieversorgungsunternehmen auswirken, äußerten NB4 und LF1, dass vor Allem in der ersten Zeit nach Beginn der Kundenbeziehung, beziehungsweise in der ersten Zeit nach Registrierung im Portal, vermehrt Anfragen auf die Servicemitarbeiterinnen und -Mitarbeiter zukommen. So äußerte NB4 den folgenden Satz.

„Nein, es gibt keine Verringerung des Aufwandes, sondern eher eine Erhöhung in der ersten Zeit.“

LF1 erklärte dies wie folgt.

„Das Kundenportal führt gerade am Beginn der Kundenbeziehung auch zu einem Mehraufwand, weil die Kunden immer wieder Probleme haben, mit dem Einloggen ins Kundenportal, weil ihnen nicht ganz klar ist wo sie das machen sollen, welchen Vorteil sie davon haben. Also es führt am Beginn der Kundenbeziehung auch zu einem verstärkten Anfragevolumen, bei uns.“

Auch NB3 tätigte folgende Aussage.

„Ich glaube eher, dass die Fragen mehr werden, wenn der Kunde mehr Informationen hat.“

Zusammenfassend kann aufgrund der gesammelten Aussagen festgestellt werden, dass die Kundenportale der Energieversorgungsunternehmen keine Reduzierung des Serviceaufwands zur Folge haben. Vor Allem in der ersten Zeit nach dem Smart Meter-Rollout wird sogar ein Mehraufwand erwartet. Hypothese I kann daher eindeutig widerlegt werden.

4.4.4 Auswirkungen durch die Verfügbarkeit von Smart Meter-Daten

Eine Kernfunktionalität der intelligenten Messgeräte ist die Möglichkeit einer umfangreichen Aufzeichnung von Verbrauchsdaten. In der Standardkonfiguration speichern die Smart Meter einmal täglich Zählerstände. Noch interessanter stellt sich die erweiterte Konfiguration dar, die Aufzeichnung von Lastprofilen, also Verbrauchswerten im Viertelstundenzeitraster. In diesem Kontext wird der Begriff „Smart Meter-Daten“ als die Menge der durch Smart Meter bei kleinen und mittelgroßen Verbrauchsstellen gemessenen Lastprofile verstanden. NB2 erklärte im Interview welche Bedeutung diese Daten für die Zukunft der Energiewirtschaft haben.

„Eines was ich schon sehe ist, dass dieses Thema ‚Smart Meter‘ durch dezentrale Erzeugungsanlagen, durch Elektromobilität, was jetzt auch immer größer Thema wird, auch durch Stromspeicher, dass das natürlich für eine saubere Abrechnung und für eine saubere Abgrenzung, auch der Eigentumsgrenzen und so weiter, meines Erachtens ja immer noch wichtiger wird. Also, das ganz einfach, zum genau erfassen was sich wirklich im Netz abspielt und was der Kunde selber macht, was der Kunde liefert, was der Kunde bezieht, aus dem Netz, um hier auch sauber abzurechnen, um hier auch die Belastungen, die der Kunde verursacht und auch vielleicht ausgleicht, richtig bewerten zu können, ist das meines Erachtens unumgänglich, dass jeder Anschluss bei jedem Haus, bei jeder Wohnung mit einem Smart Meter ausgestattet wird und dass dieser Smart Meter auch immer Bezug aus dem Netz und Lieferung in das Netz messen können muss und das 15 Minuten genau. Also das wird früher oder später unumstritten sein. Das werden wir brauchen.“

Für NB1 steht die Entwicklung eines Energiebewusstseins im Vordergrund. Diese kann wie in der folgenden Erklärung durch Smart Meter-Daten gestärkt werden.

„Energietransparenz, Energiebewusstsein wird dadurch ein Bisschen gefördert. Das fehlt ganz sicher. Auf der ganzen Welt fehlt das natürlich, Energiebewusstsein. Jeder weiß, wie viel Liter pro Stunde sein BMW oder sein Mercedes verbraucht, das weiß er ganz exakt. Kein Mensch weiß wie viel Kilowattstunden er pro Tag verbraucht, weil er kein Gespür dafür hat. Dementsprechend weiß er auch nicht was gewisse Geräte verbrauchen. Also, ich sehe das eher positiv. Und für den Kunden, [...] der, der auf Last reagieren kann, der Last verschieben kann, kann es durchaus positiv sein, dass er sich quasi nach der Erzeugung richtet. Weil das ist ja der große Wandel in der Energiewende: nicht mehr die Erzeugung richtet sich nach dem Verbrauch, sondern ganz klar, der Verbrauch muss sich nach der Erzeugung richten, weil die Erzeugung nicht mehr so flexibel steuerbar ist, wie es vielleicht mit einem kalorischen Kraftwerk oder mit einem Atomkraftwerk ist.“

Wie stark die Auswirkungen der Verfügbarkeit dieser Smart Meter-Daten ist, ist davon abhängig, von wie vielen Verbraucherinnen und Verbrauchern diese gemessen werden. Daher wurden die Expertinnen und Experten im Rahmen der Interviews dazu befragt, welche IME-Rate sie für die Zukunft erwarten, also wie viele Menschen einer IME-Konfiguration zustimmen werden. Alle befragten Vertreterinnen und Vertreter von Netzbetreibern berichteten davon, dass die derzeitige Nachfrage einer Lastprofilzeichnung sehr gering ist. Alle vier befragten Netzbetreiber gaben an, dass sich die IME-Rate in den ersten Jahren im einstelligen Prozentbereich bewegen wird. NB1 erklärte dies wie folgt.

„Ganz ein kleiner Kreis ist sozusagen der ‚Bastlerkreis‘, den es sehr interessiert. Das sind die, die eine PV-Anlage haben, aber die auch quasi sich irgendwie mit der Energie beschäftigen. Die wollen selber wissen welchen detaillierten Verbrauch sie haben. Also sprich, die wollen ihre Viertelstunden haben. Der Rest, oder der Großteil, wird sich gar nicht bewegen. Der wird auf der Standardausführung IMS, also Tageswerte, bleiben, weil es sie nicht interessieren wird und weder negativ noch positiv interessieren wird. Und ein gewisser Teil wird fanatisch in die Richtung OptOut ziehen. Das habe ich früher schon gesagt, ungefähr fünf Prozent vermuten wir OptOut.“

NB3 bestätigte dies mit der folgenden Aussage auf die konkrete Frage, welche IME-Rate man sich erwartet.

„Die Erfahrungen von anderen Netzbetreibern haben gezeigt, dass sich diejenigen, die das tatsächlich regelmäßig nutzen, sich im einstelligen Prozentbereich bewegen. Und mehr wird es auch bei uns wahrscheinlich nicht werden“

Die folgende Aussage, die von NB4 stammt unterstreicht das ebenso.

„Es gibt einige, die freuen sich auf den Smart Meter. Die haben uns auch angerufen, wann er denn endlich kommt. Da sind auch viele dabei, die eine PV-Anlage haben, die natürlich das dann um einiges direkter verfolgen können, was dann wirklich ins Netz geht. [...] Derzeit haben wir unter einem Prozent. Im Sommer, ich traue mich zu schätzen, dass es vielleicht fünf Prozent werden, oder zehn Prozent. In dieser Größenordnung. [...] Ich kann immer wieder nur die Erfahrung weitergeben, dass sich der Großteil der Kunden wirklich nicht interessiert, für das, derzeit. Es kann sein, wenn es wirklich einmal Tarife gibt, die nur durch Smart Meter möglich werden und die für Kunden auch tatsächlich eine Einsparung bedeuten könnten, dann wird man sich vielleicht einmal interessieren, aber so im Großen und Ganzen ist das Interesse von Kundenseite an die Smart Meter und an die Möglichkeiten eher wirklich überschaubar.“

Auch LF1 schilderte ähnliches.

„Es wird hauptsächlich davon abhängen, ob die Lieferanten sich einen Vorteil davon versprechen, wenn sie das dem Kunden anbieten. Weil ich glaube, wenn das von Lieferantenseite, oder Netzbetreiberseite nicht aktiv vorangetrieben wird, dann wird es – nachdem eben bekanntermaßen das Stromthema dem Kunden von sich aus selten interessiert oder nicht stark interessiert – also wird es von der Kundenseite

nicht vorangetrieben werden, sondern es muss eigentlich, denke ich einmal aktiv angeboten werden, von Netzbetreibern und Lieferanten.“

Diese Aussage bedeutet, dass von den Energieversorgungsunternehmen Anreize geschaffen werden müssen, um die Verbraucherinnen und Verbraucher zu einer IME-Konfiguration zu lenken. Wie schon im vorangegangenen Zitat von NB4 zu sehen ist, wird dies durch Preismodelle erreicht werden können, durch die Einsparungspotenziale für Verbrauchsstellen entstehen.

NB2 nannte darüber hinaus auch noch einen weiteren Einflussfaktor, von dem die IME-Rate abhängt.

„Also wir stellen ganz einfach eine direkte Abhängigkeit fest. Steigende Energiepreise: wird's teurer, werden solche Tools mehr genutzt. Bleibt es so günstig wie es derzeit ist, werden sie kaum genutzt.“

Dieser Abschnitt des Dokuments beschreibt die Ergebnisse zu den Auswirkungen durch die Verfügbarkeit von Smart Meter-Daten auf das Elektrizitätsnetz und die Energieproduktion. In den zugrundeliegenden Fragestellungen wurde jeweils das Szenario vorgegeben, dass zukünftig eine sehr hohe IME-Rate vorherrscht.

4.4.4.1 Auswirkungen auf die Planung der Netzauslastung

In Bezug auf die Auswirkungen von flächendeckend gemessenen Lastprofilen durch intelligente Messgeräte in erweiterter Konfiguration auf die Planung der Netzauslastung, wurde die folgende Hypothese J aufgestellt.

Die Verfügbarkeit von flächendeckend gemessenen Lastprofilen unterstützt Verteilnetzbetreiber bei der Planung der Netzauslastung.

Zu diesem Thema gab es durchaus unterschiedliche Antworten. NB1 erklärte, dass die Verfügbarkeit von Smart Meter-Daten von Netzbetreibern positiv eingeschätzt werden können.

„Also die Vorteile sind durchaus in der klassischen Wahrheit. Ich sehe tatsächlich nicht nur auf Knotenpunkten wie mein Netz belastet wird, sondern ich sehe sehr detailliert wie mein Netz belastet wird. Das heißt natürlich auch für den etwaigen strategischen Netzausbau et cetera ist das sehr positiv. Wir haben früher angesprochen: PV-Anlagen et cetera. Dort können wir immer nur auf Trafostationsebene, derzeit, messen wie sich das wirklich in kleineren Zeiteinheiten verhält. Alles andere ist bei uns pauschal, ja, wissen wir halt nicht ganz genau.“

Die Antwort von NB4 widerspricht dem Vorangegangenen.

„Uns bietet das an sich keine Vorteile. Ob der Kunde jetzt OptOut ist, oder OptIn, oder Standardkunde, ist für uns derzeit kein großer Unterschied – weil das eher ein Service ist, für die Kunden an sich. Für uns bedeutet ein OptIn höhere Kosten, weil natürlich die Datensendung einfach intensiver ist. Wir zahlen

auch mehr, also als Netzbetreiber, unseren Geschäftspartnern, umso mehr OptIn ist, umso mehr Personen das Web-Portal nutzen.“

Informationen über die Netzauslastung können laut NB4, Kundenunabhängig, über Zähler an den Trafostationen abgefragt werden oder über ein eigenes Steuersystem.

„Da braucht es die Smart Meter in dem Sinn nicht.“

Auch NB3 äußerte sich dazu ähnlich wie NB4. Die folgende Aussage ist die Antwort auf die konkrete Frage welche Vorteile die Sammlung von Smart Meter-Daten für Netzbetreiber hat.

„Gar keine. Wir haben in unserer Netzleitstelle dauernd die Überwachung wie die Lastverteilung ist, wie die Lastverteilung auf den einzelnen Strängen in den Trafostationen ist. Da brauche ich nicht einen Smart Meter. Da würde ich Netzdaten sammeln, aus tausenden Smart Meter, wenn ich das sowieso auf der Leitungsüberwachung habe. Also für das Netz selber, das bringt mir keinen Mehrwert, wenn die Kunden dann sehr viele Lastprofilaten haben. Bringt mir als Netzbetreiber keinen Mehrwert.“

NB2 antwortete das Folgende auf die selbe Frage.

„Also von einzelnen Kunden Lastprofile messen, das hat für den Netzbetreiber eigentlich überhaupt keine Vorteile, ganz im Gegenteil. Die Datenmenge wird riesengroß, wenn wir die nachhaltig speichern müssen, weil sie zum Beispiel verrechnungsrelevant sein sollen oder so, müssen Sie das ja auch quasi mit Back-Up sichern und das kostet dann im Endeffekt einen Haufen Geld. Bringt dem Netzbetreiber so gesehen nichts.“

Anschließend erklärte NB2 jedoch, unter welchen Rahmenbedingungen und in welchem Ausmaß eine Lastprofilmessung von Verbraucherinnen und Verbrauchern sinnvoll sein würde.

„Was viele Netzbetreiber und wir auch eher priorisieren ist, dass wir die gesetzliche Möglichkeit bekommen über einen gewissen Zeitraum in einem Netzgebiet 15-Minuten-Werte von einer Kundengruppe, die zum Beispiel an einer Trafostation angeschlossen ist, auszulesen, sagen wir zum Beispiel über eine Woche, diese Daten aggregiert verwenden zu dürfen, um die Belastung und den Netzausbau zu planen. Da würde es Sinn machen.“

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass drei von vier befragten Netzbetreibern keine Vorteile in der dauerhaften Sammlung von flächendeckend gemessenen Lastprofilaten sehen. Ein möglicherweise sinnvoller Weg um Netzausbauten planen zu können, ist die temporäre Aktivierung von Lastprofilaufzeichnungen der im Netz befindlichen Smart Meter für einen definierten Zeitraum, wie es NB2 erklärte. In diesem Zeitraum könnte man das Verbrauchsverhalten aufzeichnen und auf Basis dessen planen.

Aufgrund der analysierten Aussagen kann Hypothese J widerlegt werden.

4.4.4.2 Auswirkungen auf die Planung der Energieproduktion

In Bezug auf die Auswirkungen von flächendeckend gemessenen Lastprofilen durch intelligente Messgeräte in erweiterter Konfiguration auf die Planung der Energieproduktion wurde die folgende Hypothese K aufgestellt.

Die Verfügbarkeit von flächendeckend gemessenen Lastprofilen unterstützt Energieerzeuger bei der Planung der Produktion.

Die Verfügbarkeit von flächendeckend gemessenen Lastprofilen erzeugt sehr große Datenmengen von der die Energieproduktion potentiell profitieren könnte. Bereits in der Vergangenheit, erstellten Energielieferanten Fahrpläne, also Vorhersagen, wie viel Energie zu welchen Zeiten eines Tages benötigt werden wird. Theoretisch, wenn von jeder Verbrauchsstelle ein gemessenes Lastprofil bekannt ist, könnten diese Fahrpläne verbessert werden. NB4 äußerte dazu das folgende.

„An sich, die normalen Fahrpläne, also was vorhersichtlich gebraucht wird, an einem Tag, das weiß man jetzt auch schon. Natürlich wird es schon genauer.“

Auch NB1 erklärte, dass die Fahrpläne genauer werden würden und dadurch weniger Ausgleichsenergie benötigt werden würde.

„In Richtung Ausgleichsenergie et cetera wird das Ganze ehrlicher und fairer. Nicht in Richtung Kunde, aber vor Allem zwischen den Marktteilnehmern, den Energielieferanten und den Bilanzgruppenverantwortlichen.“

LF1 widersprach dieser Aussage und erklärte, dass diese Datenmengen lediglich einen Mehraufwand bedeuten, statt Vorteile zu bringen.

„Also prinzipiell haben wir einmal aus jetziger Sicht, aus Ausgleichsenergiekostensicht eher Nachteile, weil für uns als Lieferant dieses Standardlastprofilmodell, das es in Österreich gibt, für Kunden kleiner 100.000 Kilowattstunden, das ja vereinfacht, quasi, was jetzt die Prognose dieser kleinen Kunden betrifft. Andererseits, wenn jetzt eine große Anzahl an Kunden umsteigt: Also wir haben ja bei den lastprofilgezählten Kunden, die wir im Portfolio haben [...] - zumindest rund 20 Prozent unserer Absatzmenge sind eben lastprofilgezählte Kunden - [...] die Erfahrung gemacht, dass man das auch ganz gut prognostizieren kann. Also in der Summe sind da diese vielen unterschiedlichen lastprofilgezählten Kunden, die entsprechen dann trotzdem wieder irgendeinem, im Schnitt, einem Standardprofil. Also von uns wird es vom Aufwand her einfach größer werden, weil wir mehr Daten handeln müssten.“

Weiters erklärte LF1, dass die erwähnten Standardlastprofile sehr genau seien, und den tatsächlichen Kundenlastprofilen sehr gut entsprechen, da sie laufend überarbeitet und aktualisiert werden.

Auf die Frage ob es Vorteile bringt, die tatsächlich gemessenen Lastprofile der Kunden zu kennen, erklärte NB3 folgendes.

„Wir sind ja ein Unternehmen, das nicht so groß ist. Das heißt wir sind sowohl Netzbetreiber als auch Energielieferant und da habe ich meine Fahrpläne eben aus der Netzleitstelle. Da brauche ich nicht die einzelnen Kundenlastprofile damit ich für den nächsten Tag einkaufe oder so.“

Auch NB2 vertrat eine ähnliche Meinung und erklärte folgendes.

„Eigentlich nicht, nein. [...] Wir kennen ja die Summe unserer Bezugsprofile, auch von den Kunden, die jetzt nicht Lastprofil gemessen werden, weil das ganz einfach top-down gerechnet wird. Also ich habe ganz genaue Daten vom Bezug von den Erzeugungsanlagen und wenn ich im Endeffekt alle Großanlagen, die ich schon lastprofilgemessen habe, abziehe, dann bleibt ein Restlastprofil für die Tarifkunden, für die nicht lastprofilgemessenen Kunden übrig, das sehr genau ist. Und ob ich das jetzt von unten nach oben rechne, weil ich von jedem ein Lastprofil habe oder ob ich das von oben nach unten rechne, so quasi als Restlastkurve, im Endeffekt kommt das gleiche raus.“

Allerdings erklärte NB2 des Weiteren, dass die eigene Erzeugung gar nicht beeinflusst werden kann.

„Nein, das ist auch im Wasserkraftbereich ein bisschen schwierig. Das sind keine Speicheranlagen sondern, bei Laufkraftwerken wie wir sie verwenden: wenn Wasser im Fluss ist gibt es Energie, ist keines drin gibt es keine Energie.“

Wenn selbst weniger Energie erzeugt werden kann als von den Verbraucherinnen und Verbrauchern benötigt wird, wird die restliche Menge zugekauft. Doch die obige Aussage zeigt, dass die Produktion durch erneuerbare Energiequellen eine Herausforderung darstellt, da sie oftmals nicht gesteuert werden kann. NB1 erklärte, dass dies nur durch ein Umdenken der Verbraucherinnen und Verbraucher gelöst werden kann.

„Das ist ja der große Wandel in der Energiewende: Nicht mehr die Erzeugung richtet sich nach dem Verbrauch, sondern ganz klar, der Verbrauch muss sich nach der Erzeugung richten, weil die Erzeugung nicht mehr so flexibel steuerbar ist.“

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die befragten Energieversorgungsunternehmen keinen unmittelbaren Vorteil für die Energieproduktion sehen, die aufgrund der Verfügbarkeit von flächendeckend gemessenen Lastprofilen entstehen würden. Die Expertinnen und Experten empfinden die derzeitige Vorgehensweise, also die Planung aufgrund von Standardlastprofilen und der bisher schon möglichen Netzüberwachung auf aggregierter Ebene überwiegend als ausreichend. Hypothese K kann daher aus heutiger Sicht widerlegt werden.

4.4.5 Weitere erwartete Auswirkungen

Als abschließende Frage wurde jede interviewte Expertin und jeder interviewte Experte nach weiteren Auswirkungen von Smart Metering auf die österreichische Energiebranche gefragt. Es sollten Änderungen des Marktes und Einflüsse auf die unterschiedlichen Marktteilnehmer genannt werden. Die Antworten der Teilnehmerinnen und Teilnehmer auf diese Frage bezogen sich zum größten Teil auf bereits besprochene Themen. Diese Aussagen wurden bereits in den obigen Abschnitten bei der Auswertung der jeweiligen Hypothese berücksichtigt. Darüber hinaus haben vier der fünf befragte Personen über die Möglichkeit gesprochen, dass Versorgungsunternehmen durch Smart Metering zukünftig neue Angebote in Form von Smart Home-Komponenten erstellen können werden und speziell Energielieferanten so ihre Geschäftsmodelle erweitern können. So erklärte NB1 das Folgende.

„Für den Lieferanten ist Kundenbindung wichtig. Daher wird dieser Smart Metering dort natürlich nutzen, um weitere Geschäftsmodelle anzuwenden, um dort rein vom klassischen Energieverkauf auch in andere Märkte vorzudringen.“

NB3 erklärte, dass sich in diese Richtung wohl noch etliches tun wird.

„Was auch noch sein könnte, das ist, dass es immer wieder sehr technikaffine Kunden geben wird, die sich über die Kundenschnittstelle, die der Zähler hat, dass er sich daraus Daten verschafft. [...] Diese zeitnahen Werte, die bringen dem Kunden ja viel mehr, als wenn er um 12 Uhr des nachfolgenden Tages sieht, was er am Vortag verbraucht hat. Also diese zeitnahe und aktuelle Feststellung von meinen Verbrauchsdaten, das bringt wahrscheinlich dem Kunden viel mehr. Für die einzelnen Messgeräte gibt es dann diese Kundenschnittstellen, wo die Daten auf eine Handy-App übertragen werden, wo der Kunde halt dann sich das ansehen kann. [...] Also das könnte ich mir vorstellen, dass das aufgrund dessen, dass auch der Kundenkreis, die Stromkunden, auch immer jünger wird und immer mehr mit solchen Technologien vertraut ist. Dort wird sich sicherlich etliches tun. Natürlich, ob der Kunde bereit ist für diese Kundenschnittstelle so viel zu zahlen, das ist wieder eine andere Sache. Weil das ist ja nicht so ganz billig.“

Wie NB3 erklärte auch NB2, dass die Kosten für Geräte, die mit dieser Kundenschnittstelle der Smart Meter verbunden werden können, noch zu hoch sind.

„Ja wir haben da ein paar Sachen ausprobiert. Wir haben auch ein paar solche Dinge im Betrieb. Aber das ist ganz einfach noch viel zu teuer. Also wenn Sie da in Echtzeit Daten vom Stromzähler im Haus darstellen wollen, also da bewegen wir uns zwischen 300 bis 500 Euro, das kann er sich nie ersparen und das ist viel teurer für die Kunden. Das macht niemand.“

LF1 erklärte, dass es aus Lieferantensicht zwar grundsätzlich durchaus interessant wäre, verschiedene neue Dienstleistungen in Verbindung mit dieser Kundenschnittstelle anzubieten. Allerdings gestaltet es sich schwierig dafür Hardware-Lösungen umzusetzen, da diese

Schnittstellen derzeit nicht standardisiert sind und daher keine flächendeckenden Angebote möglich wären.

„Das Problem ist, dass diese Schnittstelle nicht definiert ist, nicht einheitlich ist, sondern es dem Netzbetreiber obliegt diese Schnittstelle dann zu gestalten. Und das macht es eben schwieriger dann quasi österreichweit Lösungen aufzusetzen. Also das heißt man müsste eigentlich, wenn man da etwas machen möchte für seine Kunden, oder seinen Kunden etwas anbieten möchte, wieder mit 120 Netzbetreibern die Interpretation ihrer Schnittstelle diskutieren und das macht es halt unmöglich sich eigentlich da drauf dann Geschäftsmodelle aufzusetzen.“

Auf die Frage, ob man sich vorstellen könnte Angebote zu entwickeln, wenn es einen eindeutigen Standard gäbe, antwortete LF1 wie folgt.

„Dann wäre es schon interessant, ja. Wenn das ein einheitlicher Standard wäre, der vom Gesetzgeber vorgeschrieben wäre, das würde halt dann ermöglichen, dass man unter Umständen auch dem Kunden Hardware-Lösungen anbietet. [...] Also das Problem ist, so wie die Übermittlung der Smart Meter-Daten jetzt geregelt ist: Die Daten werden ja immer erst im Nachhinein zur Verfügung gestellt. Das heißt wir können dem Kunden mit den Daten ja eigentlich kurzfristig nichts anbieten und wenn man auf die Schnittstelle zugreifen könnte, dann könnte man ja quasi dem Kunden Lösungen anbieten, dass er sich quasi in Echtzeit über sein Verbrauchsverhalten informieren kann. Und das wäre natürlich schon interessant.“

5 RESÜMEE

Dieses abschließende Kapitel der vorliegenden Arbeit dient zur Zusammenfassung aller Erkenntnisse der theoretischen und empirischen Ausarbeitungen. Dazu werden die in Kapitel 3 behandelten Auswirkungen von Smart Metering auf die österreichische Energiebranche, unter Berücksichtigung der Ergebnisse der qualitativen Inhaltsanalyse der durchgeführten Experteninterviews, reflektiert. Des Weiteren werden mögliche Bereiche für nachfolgende Forschungen in Aussicht gestellt.

Smart Metering ist ein umfassendes Thema, das vor Allem in Verbindung mit der Energiewende steht. Diese beschreibt den Wandel der Energieerzeugung und der Energienutzung, der vor Allem durch den fortschreitenden Klimawandel unumgänglich ist. Das Ziel ist steigende Energieeffizienz, die wiederum durch Transparenz für, und Bewusstsein von Verbraucherinnen und Verbrauchern erreicht werden soll, sowie durch finanzielle Anreize von Seiten der Energieversorgungsunternehmen. Doch die Einführung von Smart Metering bedeutet nicht nur, dass der Weg zum genannten Ziel beschritten wird, sondern auch, dass Investitionen in die Infrastruktur, in IT-Systeme und in andere marktrelevante Bereiche getätigt werden müssen.

Um die der vorliegenden Arbeit zugrundeliegende Forschungsfrage „Welche wirtschaftlichen Auswirkungen auf österreichische Netzbetreiber und Energielieferanten entstehen durch die Einführung und den Betrieb von Smart Metering im Sinne des Elektrizitätswirtschafts- und -Organisationsgesetz 2010?“ zu beantworten, wurde eine umfangreiche theoretische Recherche, sowie qualitative Experteninterviews durchgeführt. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse sind, dass einerseits monetäre Auswirkungen auf Marktteilnehmer, Verbraucherinnen und Verbraucher und andererseits Auswirkungen auf Vorgehensweisen und Möglichkeiten am Energiemarkt zu erkennen sind. Die monetären Auswirkungen bestehen einerseits aus Investitionen, die zur Verteilung der intelligenten Messgeräte in den österreichischen Verteilnetzen notwendig sind und andererseits aus Investitionen in Netz- und IT-Infrastruktur. Die folgende Aufzählung zeigt, welche Investitionen getätigt werden.

- Zähler (Kosten: österreichweit circa 711 Millionen Euro)
- Infrastruktur zur Datenkommunikation (Kosten: österreichweit circa 384 Millionen Euro)
- Smart Meter-Rollout (Kosten: österreichweit zumindest 384 Millionen Euro)
- Software & IT-Infrastruktur (Kosten: österreichweit zumindest 500 Millionen Euro)
- Prozesserleichterungen für Tätigkeiten, die bisher vor Ort durchgeführt werden mussten (Ersparnisse: österreichweit zumindest 169 Millionen Euro bis 2028)

Die in der obigen Aufzählung genannten Kosten- und Ersparnisbeträge stammen aus der im Jänner 2010 veröffentlichten, von Österreichs E-Wirtschaft in Auftrag gegebenen und von Capgemini Consulting Österreich AG durchgeführten Studie „Analyse der Kosten – Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung“. Unter Berücksichtigung von weiteren Faktoren, allen positiven und negativen monetären Auswirkungen im Stromsektor, wurden darin insgesamt 2,533 Milliarden Euro Mehraufwand bis 2028 für einen vollständigen Rollout geschätzt. Vor Allem der

Nutzenhebel der Prozesserleichterungen für Tätigkeiten, die bisher vor Ort durchgeführt werden mussten, wird nach den im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Expertenbefragungen vom Autor weitaus höher eingeschätzt, als dies in der Studie von Capgemini Consulting Österreich AG (2010) veranschlagt wurde.

Die Auswirkungen auf den Energiemarkt, die aufgrund des Einsatzes von intelligenten Messgeräten ermöglicht werden und den Energiewandel langfristig vorantreiben werden, stellen neben den genannten monetären Auswirkungen weitere zu berücksichtigende Punkte dar. So wird der Preis elektrischer Energie zukünftig nicht nur als Produkt eines Jahresverbrauchs und eines Fixpreises berechnet werden, sondern durch Berücksichtigung mehrerer Gesichtspunkte einer Kostenwahrheit zugeführt werden. Auf diese Weise werden von Energieversorgungsunternehmen Anreize für Verbraucherinnen und Verbraucher geschaffen, um Lastspitzen zu verringern. Des Weiteren werden neue Konzepte umgesetzt, um die Transparenz der Energienutzung für Verbraucherinnen und Verbraucher zu verbessern und ein stärkeres Energiebewusstsein zu schaffen, sowie die Nutzung von erneuerbaren Energiequellen zu stärken. Die folgende Aufzählung zeigt solche Auswirkungen von Smart Metering auf den Energiemarkt.

- Monatliche Verbrauchsabrechnung
- Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen
- Änderung der Preismodelllandschaft
- Software Prepayment
- Verfügbarkeit von Smart Meter-Daten
- Neu entstehende Geschäftsmodelle

Die Konzepte der monatlichen Verbrauchsabrechnung, gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen und Software Prepayment, sowie die Änderungen der Preismodelllandschaft werden durch den Einsatz von intelligenten Messgeräten ermöglicht und vorangetrieben. Die Erkenntnisse zur Verfügbarkeit von Smart Meter-Daten, also Energieverbrauchsprofile im Viertelstundenzeitraster, wird von Energieversorgungsunternehmen mehrheitlich als zusätzliche Last in der Datenverarbeitung empfunden. Es werden keine direkten Vorteile, beispielsweise für die Planung der Netzbelastung oder der Energieproduktion wahrgenommen. Durch die Konnektivität der intelligenten Messgeräte sehen Energieversorgungsunternehmen die Möglichkeit ihre Geschäftsmodelle zu erweitern beziehungsweise neue Geschäftsmodelle zu entwickeln. So könnte das Angebot von Netzbetreibern oder Energielieferanten zukünftig um neue Produkte und Dienstleistungen erweitert werden, wie etwa Lösungen im Smart Home-Bereich.

Das Thema *Smart Home* wurde im Rahmen dieser Arbeit genauso nur beiläufig behandelt wie das Thema *Elektromobilität*. Jedoch zeigte sich eindeutig, dass bei beiden Themen starke Abhängigkeiten zu Smart Metering bestehen und in diesen Bereichen aufgrund von Smart Metering Potentiale entstehen. Eine Untersuchung dieser Abhängigkeiten scheint aus heutiger Sicht erstrebenswert.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AMCS	Advanced Meter Communication System
CPP	Critical Peak Pricing
DAVID-VO	Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungsverordnung
DSGVO.....	Datenschutz-Grundverordnung
DSZ.....	Digitaler Standardzähler
DT	Doppeltarif
E-ControlG.....	Energie-Control-Gesetz
EE-RL	Erneuerbare Energien-Richtlinie
EIWOG.....	Elektrizitätswirtschafts- und -Organisationsgesetz
ENTSO-E.....	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ET	Einfachtarif
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
HES	Head-End System
HT	Hochtarif
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
IMA-VO.....	Intelligente Messgeräte-Anforderungsverordnung
IME	Intelligentes Messgerät in erweiterter Konfiguration
IME-VO.....	Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung
IMS	Intelligentes Messgerät in Standardkonfiguration
IT.....	Informationstechnologien
KMS	Key Management System
MDM	Meter Data Management
NT	Niedertarif
P2P	Point to point communication
PLC.....	Power line communication
PV-Anlage.....	Photovoltaik Anlage
RLM	registrierende Leistungsmessung
RTP.....	Real Time Pricing
SLP	Standardlastprofil
TZB.....	Teilzahlungsbetrag
WFM.....	Work Force Management

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1-1: Verbindung zwischen Netzbetreibern und Lieferanten	5
Abbildung 1-2: Strahlennetze (Sakulin & Hipp, 2004).....	8
Abbildung 1-3: Verzweigte Strahlennetze (Sakulin & Hipp, 2004)	8
Abbildung 1-4: Konventionelle Darstellung der Netzebenen (Vetten, 2015).....	9
Abbildung 1-5: Smart Grids (Technologieplattform Smart Grids Austria, 2016)	12
Abbildung 1-6: Advanced Meter Communication System (Österreichs E-Wirtschaft, 2015)	13
Abbildung 2-1: Standardlastprofil "Haushalt" - Vergleich Werktag und Sonntag (Meier, Fünfgeld, Adam, & Schieferdecker, 1999)	22
Abbildung 3-1: Smart Meter Systemlandschaft (Netinium BV, 2018)	31

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Netzebenen des Übertragungsnetzes (Vetten, 2015)	6
Tabelle 2: Netzebenen des Verteilnetzes (Vetten, 2015).....	7
Tabelle 3: Statische Aufteilung gemeinschaftlicher Erzeugung (Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA, 2018).....	36
Tabelle 4: Dynamische Aufteilung gemeinschaftlicher Erzeugung (Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA, 2018).....	36
Tabelle 5: Aufteilung der Stichprobe	42
Tabelle 6: Qualifikation befragter Experten	43
Tabelle 7: Deduktive Kategorienbildung.....	44
Tabelle 8: Interviewleitfaden: Netzbetreiber	46
Tabelle 9: Interviewleitfaden: Lieferant.....	48
Tabelle 10: Im Rahmen dieser Arbeit aufgestellte Hypothesen	51

LITERATURVERZEICHNIS

- Austrian Power Grid AG. (2019). *Strommarkt*. Abgerufen am 16. Jänner 2019 von Austrian Power Grid: <https://www.apg.at/de/markt/strommarkt>
- Bundeskanzleramt Österreich. (3. März 2010). *Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz*. Wien, Österreich. Abgerufen am 11. Oktober 2018
- Bundeskanzleramt Österreich. (3. März 2011). *Energie-Control-Gesetz*. Wien, Österreich. Abgerufen am 12. Februar 2019
- Bundeskanzleramt Österreich. (25. Oktober 2011). *Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011*. Wien, Österreich. Abgerufen am 9. Oktober 2018
- Bundeskanzleramt Österreich. (15. Dezember 2017). *Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung 2012*. Wien, Österreich. Abgerufen am 16. Jänner 2019
- Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA. (2018). *Umsetzung*. Abgerufen am 27. Jänner 2019 von PH-Gemeinschaft.at: <http://pv-gemeinschaft.at/umsetzung/>
- Capgemini Consulting Österreich AG. (2010). *Analyse der Kosten - Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung*. Wien: Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ).
- de Bruyn, K., Kollmann, A., Bartos, B., Markl, B., Schwarz, M., & Hauer, A. (2012). *Smart Grids - Rechtliche Aspekte von Intelligenter Stromnetzen in Österreich*. Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.
- E-Control. (1. Dezember 2017). *Sonstige Marktregeln Strom - Kapitel 6 Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile*. (3.6). Wien, Österreich: E-Control. Abgerufen am 6. Dezember 2018
- E-Control. (2017). *Verbraucherstruktur 2017*. Wien: E-Control.
- E-Control. (2018). *Die Marktteilnehmer und deren Rollen*. Abgerufen am 11. Oktober 2018 von E-Control: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/marktteilnehmer>
- E-Control. (2019). *Die E-Control und der österreichische Energiemarkt*. Abgerufen am 12. Februar 2019 von E-Control: <https://www.e-control.at/econtrol>
- E-Control. (2019). *Smart Metering*. Abgerufen am 12. Februar 2019 von E-Control: <https://www.e-control.at/konsumenten/energie-sparen/smart-metering>
- E-Control. (2019). *Was bringt Smart Metering?* Abgerufen am 12. Februar 2019 von E-Control: <https://www.e-control.at/konsumenten/energie-sparen/smart-metering/was-bringt-smart-metering>

- ENTSO-E AISBL. (2018). *Statistical Factsheet 2017*. Brüssel: ENTSO-E AISBL.
- Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union. (23. April 2009). Richtlinie 2009/28/EC. Brüssel, Brüssel, Belgien. Abgerufen am 29. Mai 2018 von <http://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2009/28/oj>
- Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union. (13. Juli 2009). Richtlinie 2009/72/EG. Brüssel, Brüssel, Belgien. Abgerufen am 1. Juni 2018 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32009L0072>
- Fox, D. (8. Juni 2010). Smart Meter. *Datenschutz und Datensicherheit - DuD*, 34, 408. Von <https://doi.org/10.1007/s11623-010-0115-2> abgerufen
- Gruber, M., Röder, H., Haber, A., & Mayer, W. (2017). *Lastmanagement auf Verteilnetzebene: Einsparpotenzial für Kunden und Netzbetreiber? Ein Beispiel in Deutschland*.
- Hinterstocker, M., von Roon, S., & Rau, M. (2014). *Bewertung der aktuellen Standardlastprofile Österreichs und Analyse zukünftiger Anpassungsmöglichkeiten im Strommarkt*. Graz: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH.
- Hoffknecht, A., Wengeler, F., & Wuderer, A. (2012). Herausforderungen und Chancen für einen regionalen Versorger. In H.-G. Servatius, U. Schneidewind, & D. Rohlfing, *Smart Energy* (S. 113-129). Springer, Berlin, Heidelberg.
- Kitzler, S. (16. Juli 2013). *Smart Meter - Aufgaben, Fähigkeiten und Nutzen für das zukünftige Smart Grid*. Technische Universität München, Elektronische Antriebssysteme & Leistungselektronik, München.
- Kopatz, M., Wagner, O., Drissen, I., Wiegand, J., & Theuer, L. (2017). *Guthabenzahlung für Strom: Studie über den Breitereinsatz von Prepaidzählern*. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.
- Mayring, P. (2015). *Qualitative Inhaltsanalyse* (12. Ausg.). Weinheim, Basel: Beltz Verlag.
- Meier, H., Fünfgeld, C., Adam, T., & Schieferdecker, B. (1999). *Repräsentative VDEW-Lastprofile*. Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Lehrstuhl Energiewirtschaft. Frankfurt (Main): Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. (VDEW).
- Nabe, C., Beyer, C., Brodersen, N., Schäffler, H., Adam, D., Heinemann, C., . . . Mühe, S. (2009). *Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen*. Köln: Ecofys Germany GmbH.
- Netinium BV. (17. Jänner 2018). *Two-tier smart meter stack: How to control OPEX while innovating at scale*. Abgerufen am 24. Jänner 2019 von Engerati: <https://www.engerati.com/transmission-and-distribution/article/smart-meters/two-tier-smart-meter-stack-how-control-opex-while>

- Österreichs E-Wirtschaft. (1. Juli 2013). Arbeitsunterlage für Verteilnetzbetreiber zur Erstellung eines Lastenheftes für Intelligente Messsysteme I. IMA-VO. (1.0). Wien, Österreich. Abgerufen am 9. Oktober 2018 von <https://oesterreichsenergie.at/lastenheft-fuer-smart-meter.html>
- Österreichs E-Wirtschaft. (2015). Abgerufen am 12. Februar 2019 von ebUtilities: <https://www.ebutilities.at/>
- Österreichs E-Wirtschaft. (2. Dezember 2015). Arbeitsunterlage zur Erstellung eines Lastenheftes für das Advanced Meter Communication System (AMCS) für Smart Metering in Österreich. (1.0). Wien, Österreich.
- Österreichs E-Wirtschaft. (2018). *Daten und Fakten zum Stromnetz*. Abgerufen am 6. Februar 2019 von Oesterreichs Energie: <https://oesterreichsenergie.at/daten-fakten-zum-stromnetz.html>
- Österreichs E-Wirtschaft. (2018). *Liberalisierung des Strommarktes in Österreich*. Abgerufen am 11. Oktober 2018 von Oesterreichs Energie: <https://oesterreichsenergie.at/regulierung.html>
- Paschotta, R. (19. März 2010). *Regelenergie*. Abgerufen am 16. Jänner 2019 von RP-Energie-Lexikon: <https://www.energie-lexikon.info/regelenergie.html>
- Paschotta, R. (29. November 2012). *Frequenzregelung im Stromnetz*. Abgerufen am 15. Jänner 2019 von RP-Energie-Lexikon: https://www.energie-lexikon.info/frequenzregelung_im_stromnetz.html
- Porter, M. E., & Heppelmann, J. E. (November 2014). How Smart, Connected Products Are Transforming Competition. *Harvard Business Review*.
- PwC Österreich. (2010). *Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering*. Wien: E-Control.
- Roß, A. (2012). Smart Grids - Welche Intelligenz braucht das Netz der Zukunft? In H.-G. Servatius, U. Schneidewind, & D. Rohlfing, *Smart Energy* (S. 287-301). Springer, Berlin, Heidelberg.
- Sakulin, M., & Hipp, W. (2004). *Netzaspekte von dezentralen Erzeugungseinheiten*. Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen. Graz: E-Control GmbH.
- Servatius, H.-G., Schneidewind, U., & Rohlfing, D. (2012). *Smart Energy*. Berlin: Springer, Berlin, Heidelberg.
- Technologieplattform Smart Grids Austria. (2016). *Smart Grids*. Abgerufen am 12. Februar 2019 von Smart Grids Austria: <https://www.smartgrids.at/smart-grids.html>
- VERBUND AG. (2018). *Teilzahlungsbetrag – was ist das?* Abgerufen am 20. Oktober 2018 von Verbund: <https://www.verbund.com/de-at/privatkunden/themenwelten/wiki/teilzahlungsbetrag>
- Vetten, K. (2015). *Regelbarkeit der Verteilnetze in der Innovationsregion Rheinisches Revier (IRR)*. Köln/Jülich: SME Management GmbH.

- Vogt, S., & Werner, M. (2014). *Forschen mit Leitfadeninterviews und qualitativer Inhaltsanalyse*. Fachhochschule Köln, Fakultät für angewandte Sozialwissenschaften, Köln.
- Wesselak, V., Schabback, T., Link, T., & Fischer, J. (2017). *Handbuch Regenerative Energietechnik*. Nordhausen: Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg.